




3 1761 11708384 0



Digitized by the Internet Archive
in 2023 with funding from
University of Toronto

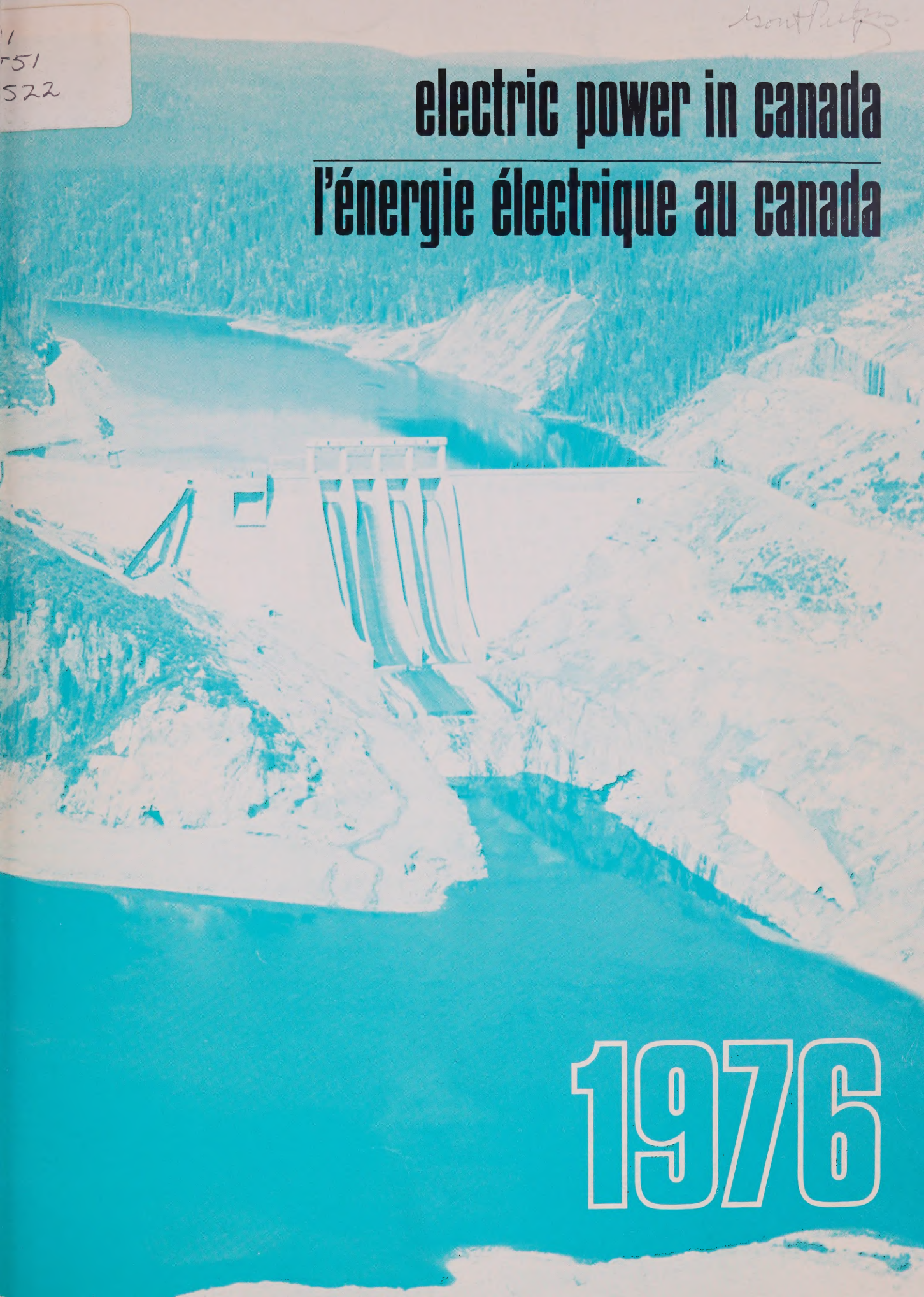
<https://archive.org/details/31761117083840>

1
751
522

Sont-Pierre

electric power in canada

l'énergie électrique au canada



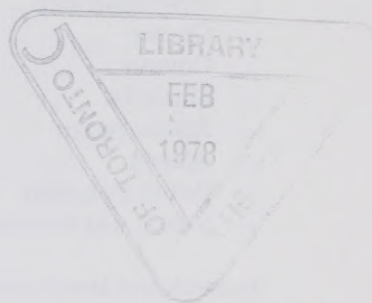
1976

CA1
MT 51
-522

ELECTRIC POWER IN CANADA

L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA

E1-77-5



Energy Policy Sector
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES

Secteur de la politique énergétique
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

Published under the authority of
Honourable Alastair Gillespie
Minister of Energy, Mines
and Resources
Government of Canada

Publié en vertu de l'autorisation de
l'honorable Alastair Gillespie
Ministre de l'énergie, des mines,
et des ressources
Gouvernement du Canada

TABLE OF CONTENTS

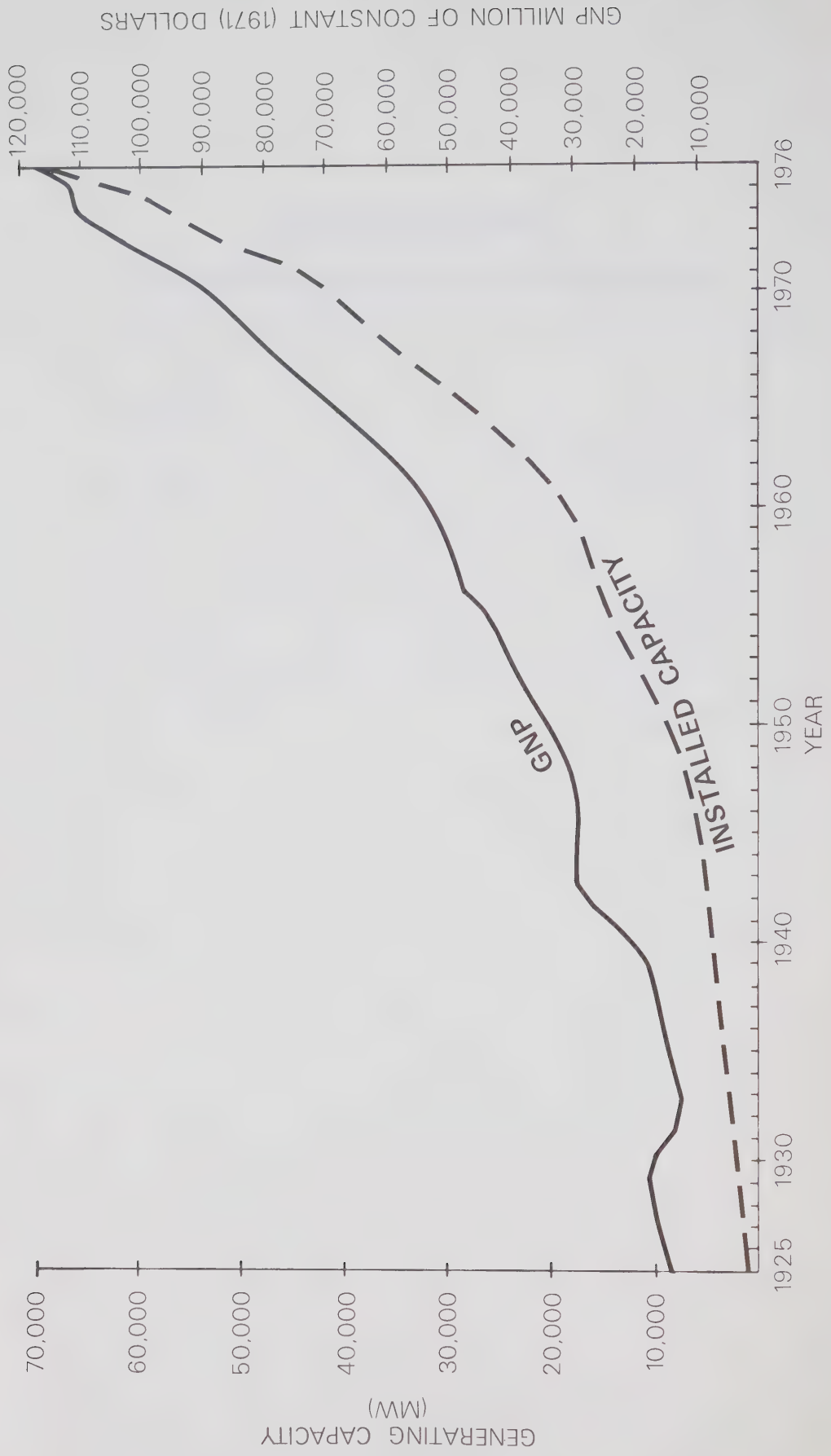
PROGRESS IN 1976 AND FUTURE PROSPECTS

Progress in 1976	3
Highlights by Province	
Newfoundland	4
Prince Edward Island	7
Nova Scotia	7
New Brunswick	11
Quebec	14
Ontario	21
Manitoba	25
Saskatchewan	33
Alberta	33
British Columbia	36
Yukon and Northwest Territories	42
Research and Development	43
Pricing of Electricity	48
Price Indices	50
Conclusions	51
Tabular Summary	64

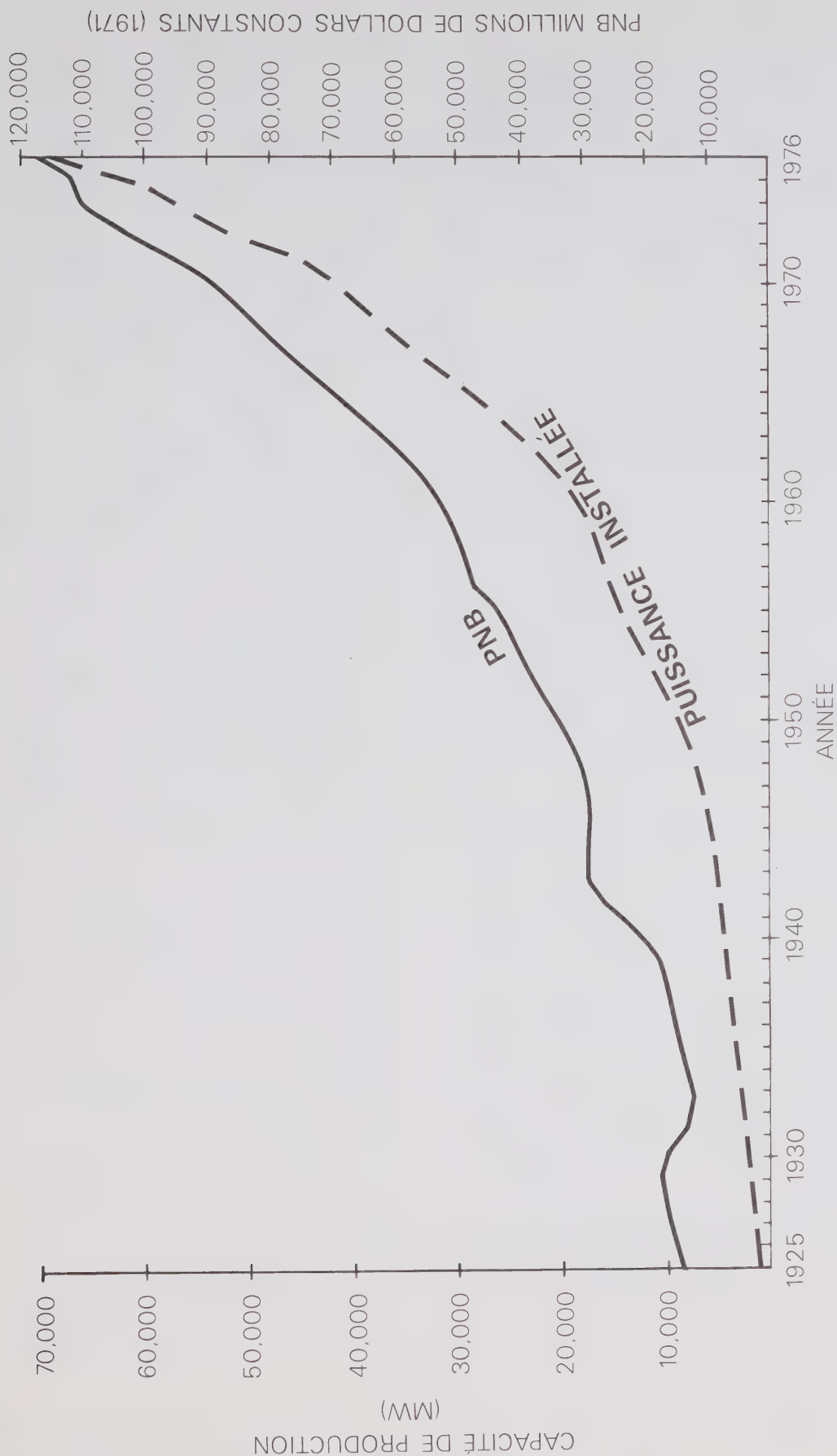
TABLE DES MATIÈRES

PROGRÈS EN 1976 ET PERSPECTIVES D'AVENIR

Progrès accomplis en 1976	3
Revue par province	
Terre-Neuve	4
Île-du-Prince-Édouard	7
Nouvelle-Écosse	7
Nouveau-Brunswick	8
Québec	14
Ontario	21
Manitoba	25
Saskatchewan	26
Alberta	33
Colombie-Britannique	36
Yukon et Territoires du Nord-Ouest	42
Recherche et développement	43
Établissement des prix de l'électricité	48
Indices des prix	50
Conclusions	51
Tableau sommaire	64



Gross National Product and Installed Generating Capacity 1925-1976.



PNB et puissance installée, 1925-1976.

PROGRESS IN 1976

Additions to generating capacity during the year totalled 6,736 MW and raised the total installed generating capacity by 11.0 per cent to 68,088 MW. The additions comprised 2,194 MW hydro, 3,386 MW fossil fired steam, 342 MW combustion turbines, 14 MW diesel and 800 MW nuclear capacity; these figures include generating units that became operational in 1976 but had not been assigned to or made available for normal commercial service.

Load growth in terms of energy in 1976 increased 7.1 per cent over 1975. On a national basis, electrical energy consumption totalled 284.1 TWH (1 TWH equals 10^9 kWh) which was distributed across the country in the ratio of approximately 33 per cent in each of Quebec and Ontario, 13 per cent in British Columbia, 4 per cent to 6 per cent in each of Alberta and Manitoba, and 2 per cent to 3 per cent in each of Newfoundland/Labrador (excluding Churchill Falls), New Brunswick, Nova Scotia and Saskatchewan with Prince Edward Island, the Yukon and Northwest Territories each accounting for less than two-tenths of one per cent of the total. Growth rates varied considerably across the country from -10.1 per cent in the Yukon to +15.5 per cent in Newfoundland. Total (national) residential, commercial and industrial consumption grew by 12.7 per cent, 7.8 per cent and 1.8 per cent respectively.

The national growth rate, approximately 7 per cent for 1976, as compared to -0.3 per cent in 1975, represents a return to historic levels following a partial recovery of demand in the industrial sector which, in 1975, was down 11.4 per cent over the 1974 level. Generation for the year totalled 293.4 TWH representing an increase of 7.6 per cent over 1975. Hydro generation was 72.6 per cent of total generation compared with 74.2 per cent in the previous year. Nuclear energy provided 5.6 per cent of total generation (4.3 per cent in 1975) and conventional thermal 21.8 per cent (coal 61.7 per cent of thermal or 13.4 per cent of total; oil 20.3 per cent of thermal or 4.4 per cent of total).

Net export of electrical energy in 1976 was 9.3 TWH or 3.2 per cent of net generation compared to 7.4 TWH (2.7 per cent of net generation) in 1975.

PROGRÈS EN 1976

Au cours de l'année, des additions de 6 736 MW à la capacité de production ont porté la puissance installée totale à 68 088 MW, soit une augmentation de 11%. Ces compléments se répartissaient comme suit: 2 194 MW pour des centrales hydro-électriques, 3 386 MW pour des centrales thermiques à combustibles fossiles, 342 MW pour des centrales à turbines à gaz, 14 MW pour des centrales à Diesel et 800 MW pour des centrales nucléaires; ces données englobent les groupes électrogènes qui sont devenus opérationnels en 1976 mais qui n'ont pas été ou n'ont pu être affectés à un service normal à l'échelle commerciale.

La puissance appelée en 1976 a augmenté de 7,1% en regard de celle de 1975. A l'échelle nationale, la consommation totale d'électricité a atteint 284,1 TWh (1 TWh équivaut à 10^9 kWh), se répartissant comme suit: environ 33% au Québec et en Ontario, 13% en Colombie-Britannique, de 4 à 6% en Alberta et au Manitoba, et de 2 à 3% à Terre-Neuve — Labrador (à l'exclusion de Churchill Falls), au Nouveau-Brunswick, en Nouvelle-Écosse et en Saskatchewan; l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest ont consommé chacun moins de deux dixièmes de un pour cent du total. Les taux de croissance ont varié considérablement au pays, allant de -10,1% au Yukon jusqu'à 15,5% à Terre-Neuve. La consommation totale (nationale) des secteurs résidentiel, commercial et industriel a augmenté respectivement de 12,7%, 7,8% et 1,8%.

Le taux national de croissance, qui était d'environ 7% en 1976 par rapport à -0,3% en 1975, représente un retour aux niveaux antérieurs et fait suite à un redressement partiel de la demande du secteur industriel, laquelle avait diminué de 11,4% en 1975 par rapport au niveau de 1974.

La production a totalisé 293,4 TWh au cours de l'année, soit une augmentation de 7,6% par rapport à 1975.

La production nette des centrales hydro-électriques a atteint 72,6% du total, contre 74,2% l'année précédente. Les centrales nucléaires en ont fourni 5,6% (4,3% en 1975) et les centrales thermiques classiques 21,8% (le charbon produisant 61,7% de l'électricité fournie par les centrales thermiques ou 13,4% de la production totale et le pétrole contribuant 20,3% de la production thermique ou 4,4% de la production totale).

Les exportations nettes d'électricité en 1976 sont passées à 9,3 TWh ou 3,2% de la production nette, en regard de 7,4 TWh (2,7% de la production nette) en 1975.

TABLE 1
INSTALLED GENERATING CAPACITY IN CANADA 1920-1976* (MW)

Year	Thermal		Total	Hydro	Total
	Conventional	Nuclear			
1920	300	—	300	1,700	2,000
1930	400	—	400	4,300	4,700
1940	500	—	500	6,200	6,700
1950	900	—	900	8,900	9,800
1955	2,100	—	2,100	12,600	14,700
1960	4,392	—	4,392	18,657	23,049
1961	5,072	—	5,072	19,019	24,091
1962	5,609	20	5,629	19,338	24,967
1963	6,180	20	6,200	20,101	26,301
1964	6,694	20	6,714	20,313	27,027
1965	7,557	20	7,577	21,771	29,348
1966	8,087	240	8,327	22,438	30,765
1967	9,373	240	9,613	23,353	32,966
1968	10,711	240	10,951	24,957	35,908
1969	12,321	240	12,561	27,031	39,592
1970	14,283	240	14,523	28,293	42,816
1971	15,507	1,570	16,077	30,601	46,678
1972	15,305	2,126	17,431	32,517	49,948
1973	17,339	2,666	20,005	34,266	54,271
1974	18,035	2,666	20,701	36,779	57,480
1975	21,404	2,666	24,070	37,282	61,352
1976	25,147	3,466	28,613	39,475	68,088

*Figures appearing for 1955 and earlier are only approximate since they have been computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for their own use.

Newfoundland and Labrador

Major additions in 1976 were confined to combustion turbine installations of 53.8 MW at Stephenville and 25 MW at Green Hill near Grand Bank. Growth in energy demand over the next several years is expected to average over 8 per cent per annum. To meet this increased load, future generation additions will include combustion turbines at St. John's (Hardwoods Station — 54 MW, 1977) Flowers Cove (15 MW, 1978) and Port aux Basques (25 MW, 1980). An additional 154 MW hydro unit at Bay D'Espoir is scheduled for service in 1977 and a third 150 MW oil fired unit at the Holyrood thermal station is scheduled for 1979.

Terre-Neuve et Labrador

Les principales additions réalisées en 1976 se limitent à des installations de turbines à gaz de 53,8 MW à Stephenville et de 25 MW à Green Hill (près de Grand Bank). Au cours des prochaines années, la croissance de la demande énergétique devrait atteindre en moyenne plus de 8% par année. Pour répondre à cette hausse de la puissance appelée, les prochaines additions à la capacité de production comprendront des turbines à gaz à St-Jean (centrale de Hardwoods d'une puissance de 54 MW en 1977), à Flowers Cove (15 MW en 1978) et à Port-aux-Basques (25 MW en 1980). On prévoit de mettre en service un autre groupe hydro-électrique de 154 MW à la centrale de la baie d'Espoir en 1977 et un troisième groupe thermique au pétrole de 150 MW doit être installé à la centrale thermique de Holyrood en 1979.

TABLEAU 1
 PUISSANCE DE PRODUCTION AU CANADA DE 1920 A 1976* (MW)

Année	Vapeur		Total	Hydro-élec- trique	Total
	Classique	Nucléaire			
1920	300	—	300	1 700	2 000
1930	400	—	400	4 300	4 700
1940	500	—	500	6 200	6 700
1950	900	—	900	8 900	9 800
1955	2 100	—	2 100	12 600	14 700
1960	4 392	—	4 392	18 657	23 049
1961	5 072	—	5 072	19 019	24 091
1962	5 609	20	5 629	19 338	24 967
1963	6 180	20	6 200	20 101	26 301
1964	6 694	20	6 714	20 313	27 027
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348
1966	8 087	240	8 327	22 438	30 765
1967	9 373	240	9 613	23 353	32 966
1968	10 711	240	10 951	24 957	35 908
1969	12 321	240	12 561	27 031	39 592
1970	14 283	240	14 523	28 293	42 816
1971	15 507	1 570	16 077	30 601	46 678
1972	15 305	2 126	17 431	32 517	49 948
1973	17 339	2 666	20 005	34 266	54 271
1974	18 035	2 666	20 701	36 779	57 480
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352
1976	25 147	3 466	28 613	39 475	68 088

*Les chiffres de 1955 et des années antérieures sont approximatifs; ils résultent de l'addition des données de Statistique Canada sur les centrales productrices pour la vente, et des évaluations sur les centrales dont la production entière est destinée à leurs propres besoins.

Major transmission developments in 1976 included the completion of a second 65-mile 230 kV circuit from Bay D'Espoir to a terminal station near Grand Falls and construction of a 170-mile 138 kV line from the Churchill Falls plant to Goose Bay; by virtue of the latter facility, thermal generation at Goose Bay has been replaced by lower cost hydro supply.

About 99 per cent of the province's electrical energy was produced by hydro, the remainder from oil fired thermal. By virtue of Churchill Falls' production, the province's hydro generation exceeded that of Ontario and British Columbia (38.8 TWH, 38.3 TWH and 36.7 TWH respectively); Churchill Falls supply to Quebec totalled 32.1 TWH representing 82.8 per cent of the hydro production of the province.

En 1976, les principales réalisations dans le domaine du transport comprennent l'achèvement d'un deuxième circuit de 230 kV (65 milles) reliant la baie d'Espoir à la station terminale située près de Grand Falls et la construction d'une ligne de transport de 138 kV (170 milles) entre Churchill Falls et Goose Bay; en raison de cette nouvelle installation, l'électricité d'origine thermique de la centrale de Goose Bay a été remplacée par des approvisionnements hydro-électriques moins coûteux.

Environ 99% de l'énergie électrique de la province a été produite dans des centrales hydro-électriques, le reste provenant des centrales thermiques au pétrole. Grâce à la capacité de production de Churchill Falls, la production d'énergie hydro-électrique de la province a dépassé celle de l'Ontario et de la Colombie-Britannique (38,8 TWh, 38,3 TWh et 36,7 TWh respectivement); Churchill Falls a fourni au Québec un total de 32,1 TWh, soit 82,8% de la production hydro-électrique de la province.

TABLE 2
INSTALLED GENERATING CAPACITY AT DECEMBER 31, 1976 (MW)

	Steam		Gas	Internal	Total	Hydro	Total
	Conv.	Nuclear	Turbine	Combustion	Thermal		
Newfoundland	355	—	114	72	541	6,206	6,747
Prince Edward Island	71	—	41	7	118	—	118
Nova Scotia	1,162	—	205	6	1,373	160	1,533
New Brunswick	1,261	—	23	9	1,293	680	1,972
Quebec	667	266	53	79	1,065	15,012	16,077
Ontario	12,893	3,200	551	22	16,665	7,050	23,715
Manitoba	447	—	28	20	495	2,475	2,970
Saskatchewan	1,085	—	157	24	1,266	567	1,833
Alberta	3,538	—	196	48	3,781	718	4,500
British Columbia	1,370	—	350	137	1,857	6,500	8,357
Yukon	—	—	—	45	45	58	103
Northwest Territories	1	—	2	111	113	49	162
Canada Total	22,847	3,466	1,720	580	28,613	39,475	68,088
Net Additions	3,386	800	342	14	4,543	2,194	6,736
Percentage Increase Over 1975 ..	14.8	30.0	24.8	2.5	18.9	5.9	11.0
Percent of Total Capacity							
End 1976	33.6	5.1	2.5	0.8	42.0	58.0	100.0

Note: Due to rounding totals do not correspond exactly to the sum of their elements.

TABLEAU 2
CAPACITÉ DE PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE INSTALLÉE AU 31 DÉCEMBRE 1976 (MW)

Province	Vapeur		Combustion	Turbine	Total	Hydro-	Total
	Classique	Nucléaire	interne	à gaz	thermique	élec-trique	
Terre-Neuve et Labrador	355	—	114	72	541	6 206	6 747
Île-du-Prince-Édouard	71	—	41	7	118	—	118
Nouvelle-Écosse	1 162	—	205	6	1 373	160	1 533
Nouveau-Brunswick	1 261	—	23	9	1 293	680	1 972
Québec	667	266	53	79	1 065	15 012	16 077
Ontario	12 893	3 200	551	22	16 665	7 050	23 715
Manitoba	447	—	28	20	495	2 475	2 970
Saskatchewan	1 085	—	157	24	1 266	567	1 833
Alberta	3 538	—	196	48	3 781	718	4 500
Colombie-Britannique	1 370	—	350	137	1 857	6 500	8 357
Yukon	—	—	—	45	45	58	103
Territoires du Nord-Ouest	1	—	2	111	113	49	162
Total, Canada	22 847	3 466	1 720	580	28 613	39 475	68 088
Chiffre net des augmentations	3 386	800	342	14	4 543	2 194	6 736
Pourcentage de croissance par rapport à 1975	14.8	30.0	24.8	2.5	18.9	5.9	11.0
Pourcentage de la puissance totale, fin 1976	33.6	5.1	2.5	0.8	42.0	58.0	100.0

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des chiffres.

Energy demand from the Newfoundland and Labrador system grew by 15.5 per cent. Consumption by residential and commercial customers showed increases in excess of 15 per cent and 11 per cent respectively over the previous year. Statistics for industrial consumption are being reviewed. Preliminary data indicates a substantial increase reflecting return to more normal demand following depressed sales in 1975 resulting from industrial disputes in energy intensive industries.

Prince Edward Island

Electricity generation on the Island is entirely dependent on oil fuel and with the rapid increase in oil prices, high electricity costs have been unavoidable. The submarine cable interconnection with New Brunswick now scheduled for service in 1977, will relieve the Island's dependence on local small scale oil based generation by providing access to power supply from larger and more efficient fossil fueled plants as well as nuclear generation on the mainland.

The Prince Edward Island/New Brunswick interconnection facility, owned by P.E.I., will involve an investment of approximately \$36 million, \$27 million of which is being financed by the federal government in the form of an \$18 million grant and a \$9 million long-term loan. This 138 kV interconnection will comprise two three-phase cables with a firm rating of 100 MW (i.e. 100 MW each cable plus 100 per cent standby) and will extend between terminals near Cape Tormentine, New Brunswick, and Borden, Prince Edward Island.

Provincial load grew by 6.3 per cent over the previous year. Energy demand increased by 6.9 per cent over 1975 for residential customers and 8.4 per cent for commercial.

Nova Scotia

During 1976, the Nova Scotia Power Corporation completed two major additions to its generating system. Four 30 MW combustion turbine units were commissioned at the Burnside Industrial Park in Dartmouth to provide peaking capacity, and a 150 MW oil fired unit was added to the Tufts Cove generating plant increasing the capacity of the station to 350 MW.

A Terre-Neuve et au Labrador, la demande d'énergie a augmenté de 15,5%. La consommation résidentielle et la consommation commerciale ont connu des hausses supérieures à 15% et 11% respectivement par rapport à l'année précédente. Les statistiques sur la consommation industrielle sont à l'étude. Les données préliminaires révèlent une augmentation considérable, indiquant un retour à une demande plus normale; on se souviendra qu'en 1975 les conflits touchant les industries à forte consommation d'énergie avaient entraîné un fléchissement des ventes.

Île-du-Prince-Édouard

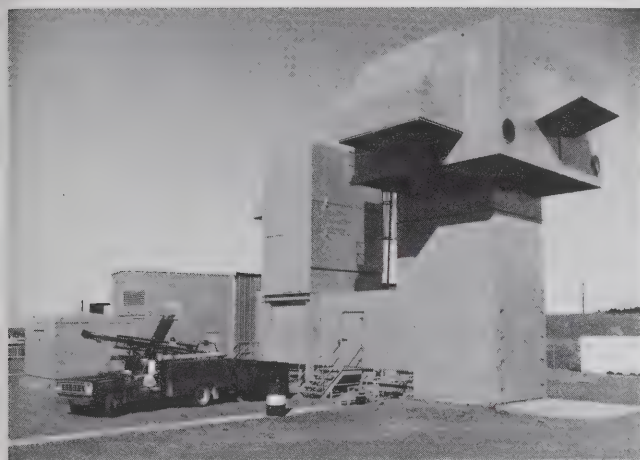
Dans l'Île, la production d'électricité provient entièrement de centrales thermiques au mazout; étant donné la hausse rapide des prix du pétrole, les coûts élevés de l'électricité ont été inévitables. Grâce au câble sous-marin qui doit maintenant la relier au Nouveau-Brunswick à compter de 1977, l'Île ne dépendra plus des centrales locales au pétrole de faible capacité; elle pourra désormais acheter de l'énergie de centrales à combustibles fossiles plus grosses et à meilleur rendement, ainsi que des centrales nucléaires du continent.

Les installations d'interconnexion entre l'Île-du-Prince-Édouard et le Nouveau-Brunswick, appartenant à l'Île, exigeront un investissement d'environ 36 millions de dollars; le gouvernement fédéral avancera 27 millions de dollars dont 18 millions sous forme de subvention et 9 millions sous forme de prêt à long terme. Cette interconnexion de 138 kV comprendra deux câbles triphasés d'une puissance garantie de 100 MW (c'est-à-dire 100 MW par câble plus une puissance de réserve équivalente) et reliera les terminaux installés près de Cap-Tormentin (N.-B.) et de Borden (Î.-P.-É.).

La puissance appelée dans la province a augmenté de 6,3% par rapport à l'année précédente. La demande d'énergie a augmenté de 6,9% dans le secteur résidentiel et de 8,4% dans le secteur commercial comparativement à l'année précédente.

Nouvelle-Écosse

En 1976, la *Nova Scotia Power Corporation* a terminé l'installation de deux grandes additions à son réseau électrogène. Quatre groupes de turbines à gaz de 30 MW ont été mis en service au *Burnside Industrial Park* de Dartmouth en vue d'obtenir une capacité maximale de production. La *Nova Scotia Power Corporation* a en outre ajouté un groupe au pétrole à la centrale électrique de Tufts Cove afin de porter la capacité de cette centrale à 350 MW.



The 25 MW gas turbine unit commissioned in 1976 by Newfoundland Light and Power at Grand Bank, Newfoundland/Turbine à gaz de 25 MW mise en service en 1976 par la Newfoundland Light and Power Commission à Grand Banc (Terre-Neuve)

Construction commenced for the first two 150 MW coal fired units at Lingan in Cape Breton. The decision by the Nova Scotia Power Corporation to proceed with this project followed negotiations with the Cape Breton Development Corporation for the supply of coal for the new plant. The first Lingan unit is scheduled for 1979 with the second unit to become operational in 1981.

The last substantial hydro site in the province at Wreck Cove is being developed to provide 200 MW of peaking capacity with a 100 MW unit to be commissioned in each of 1977 and 1978.

To reduce dependency on high priced imported oil, the Nova Scotia Power Corporation has intensified its search for alternative sources of energy. If adequate coal reserves are confirmed by an exploration program scheduled for 1977, the Lingan thermal station is expected to have an ultimate capacity of 600 MW and will be a major step in the displacement of offshore oil by an indigenous resource for power generation in the province. Studies are in hand in respect to conversion of existing oil fired stations to coal, and the introduction of coal/oil slurry technique to maximize the use of coal in boilers designed for oil firing.

Provincial load growth was 6.6 per cent. Increases in energy demand were recorded in residential, commercial and industrial categories of 6 per cent, 8.8 per cent and 10.2 per cent respectively. About 86 per cent of the province's electrical energy production was from thermal generation and 62 per cent of this or 58 per cent of total supply was oil fired.

On a commencé la construction des deux premiers groupes au charbon de 150 MW à Lingan (île du Cap-Breton). A la suite de ses négociations avec la Société de développement du Cap-Breton, ayant trait à l'approvisionnement de charbon pour la nouvelle centrale, la *Nova Scotia Power Corporation* a décidé de mettre ce projet à exécution. On prévoit que le premier groupe de Lingan entrera en service en 1979 et le deuxième en 1981.

L'aménagement en cours du dernier site hydro-électrique valable de la province (Wreck Cove) permettra d'obtenir une production de 200 MW en service de pointe; on y ajoutera un groupe de 100 MW en 1977 et un autre en 1978.

Pour réduire la dépendance de la province à l'égard des importations coûteuses de pétrole, la *Nova Scotia Power Corporation* a intensifié ses recherches en vue de trouver d'autres sources d'énergie. Si le programme d'exploration prévu pour 1977 confirme l'existence de réserves suffisantes de charbon, la centrale thermique de Lingan devrait atteindre une capacité maximale de 600 MW; elle fera franchir à la province une étape importante dans les efforts qu'elle mène en vue de remplacer le pétrole exploité au large des côtes, pour la production d'électricité, par des ressources du pays. On effectue actuellement des études sur la conversion au charbon des centrales alimentées au pétrole, et sur la mise en œuvre d'une technique qui permettrait de se servir d'une suspension épaisse de charbon-pétrole, afin de maximiser l'utilisation du charbon dans les chaudières conçues pour une alimentation au pétrole.

La puissance appelée dans la province a augmenté de 6,6%. La demande d'énergie des secteurs résidentiel, commercial et industriel a augmenté respectivement de 6%, 8,8% et 10,2%. Environ 86% de la production d'électricité de la province était d'origine thermique, 62% de cette production, ou 58% de l'approvisionnement total, provenant de centrales thermiques au pétrole.

Nouveau-Brunswick

En 1976, deux des trois groupes de 320 MW ont été mis en service à la centrale thermique au pétrole de Coleson Cove. Le troisième groupe doit être mis en service à l'échelle commerciale en 1977. Des 960 MW de capacité qui seraient alors en place, 400 MW sont réservés à l'exportation sur une période de 10 ans en vertu d'un accord passé avec les services publics de l'État du Maine.

TABLE 3

INSTALLED GENERATING CAPACITY BY PRINCIPAL FUEL TYPE 1976

	Ontario	Quebec	British Columbia	Newfoundland	Alberta	Manitoba	New Brunswick	Saskatchewan	Nova Scotia	Northwest Territories	Prince Edward Island	Yukon	Canada
COAL	9,509.3	—	—	—	2,388.5	416.5	131.2	845.9	331.2	—	—	—	13,622.6
A. Prov. Total	40.1	—	—	—	53.1	14	6.6	46.1	21.6	—	—	—	—
B. Can. Coal	69.8	—	—	—	17.5	3.1	1	6.2	2.4	—	—	—	100
C. Can. Total	14	—	—	—	3.5	0.6	0.2	1.2	0.5	—	—	—	20
OIL	3,502.2	788.8	804.4	541	281.7	65.8	1,161.4	43.2	1,041.8	113.1	118.2	45.3	8,506.8
A. Prov. Total	14.8	4.9	9.6	8	6.3	2.2	58.9	2.4	68	69.6	100	43.8	—
B. Can. Oil	41.2	9.3	9.5	6.4	3.3	0.8	13.7	0.5	12.2	1.3	1.4	0.5	100
C. Can. Total	5.1	1.2	1.2	0.8	0.4	0.1	1.7	0.1	1.5	0.2	0.2	0.1	12.5
GAS	448.2	—	885	—	1,111.2	—	—	377.3	—	—	—	—	2,821.6
A. Prov. Total	1.9	—	10.6	—	24.7	—	—	20.6	—	—	—	—	—
B. Can. Gas	15.9	—	31.4	—	39.4	—	—	13.4	—	—	—	—	100
C. Can. Total	0.7	—	1.3	—	1.6	—	—	0.6	—	—	—	—	4.1
MISC.	5.4	10.1	167.4	—	—	12.9	—	—	—	—	—	—	195.8
A. Prov. Total	0.02	0.1	2	—	—	0.4	—	—	—	—	—	—	—
B. Can. Misc.	2.8	5.2	85.5	—	—	6.6	—	—	—	—	—	—	100
C. Can. Total	0.01	0.01	0.25	—	—	0.02	—	—	—	—	—	—	0.3
CONV. THERMAL	13,465	798.8	1,856.8	541	3,781.4	495.2	1,296.6	1,266.4	1,373.1	113.1	118.2	45.3	25,146.9
A. Prov. Total	56.8	5	22.2	8	84	16.7	65.5	69.1	89.6	69.6	100	43.8	—
B. Can. Conv. Thermal	53.5	3.2	7.4	2.2	15	2	5.1	5.0	5.5	0.4	0.5	0.2	100
C. Can. Total	19.8	1.2	2.7	0.8	5.6	0.7	1.9	1.9	2	0.2	0.2	0.07	36.9
NUCLEAR	3,200	266	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3,466
A. Prov. Total	13.5	1.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
B. Can. Nuclear	92.3	7.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	100
C. Can. Total	4.7	0.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5.1
HYDRO	7,049.9	15,011.8	6,500.4	6,205.8	718.3	2,475.1	679.9	566.9	159.9	49.4	—	58.1	39,475.4
A. Prov. Total	29.7	93.4	77.8	92	16	83.3	34.5	30.9	10.4	30.4	—	56.2	—
B. Can. Hydro	17.9	38	16.5	15.7	1.8	6.3	1.7	1.4	0.4	0.1	—	0.1	100
C. Can. Total	10.4	22	9.5	9.1	1.1	3.6	1	0.8	0.2	0.1	—	0.1	58
TOTAL	23,714.9	16,076.6	8,357.2	6,746.8	499.7	2,970.3	1,972.5	1,833.3	1,533	162.4	118.2	103.4	68,088.3
Can. Total	34.8	23.6	12.3	9.9	6.6	4.4	2.9	2.7	2.3	0.2	0.2	0.1	100

Note: The totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.

A — Percentage of the provincial total installed generating capacity which is supplied from this fuel

B — Percentage this province shares of the total electricity in Canada supplied from this fuel

C — Percentage of Canadian total installed generating capacity supplied from this fuel in this province.

CAPACITÉ DE PRODUCTION INSTALLÉE PAR PRINCIPAL TYPE DE COMBUSTIBLE 1976

	Ontario	Québec	Colombie- Britannique	Terre-Neuve	Alberta	Manitoba	Nouveau- Brunswick	Saskatchewan	Nouvelle-Écosse	Territoires du Nord-Ouest	Ile-du- Prince-Edouard	Yukon	Canada
CHARBON	9 509.3	—	—	—	2 388.5	416.5	131.2	845.9	331.2	—	—	—	13 622.6
A. Total provincial	40.1	—	—	—	53.1	14	6.6	46.1	21.6	—	—	—	—
B. Charbon du Can.	69.8	—	—	—	17.5	3.1	1	6.2	2.4	—	—	—	100
C. Total canadien	14	—	—	—	3.5	0.6	0.2	1.2	0.5	—	—	—	20
PÉTROLE	3 502.2	788.8	804.4	541	281.7	65.8	1 161.4	43.2	1 041.8	113.1	118.2	45.3	8 506.8
A. Total provincial	14.8	4.9	9.6	8	6.3	2.2	58.9	2.4	68	69.6	100	43.8	—
B. Pétrole du Can.	41.2	9.3	9.5	6.4	3.3	0.8	13.7	0.5	12.2	1.3	1.4	0.5	100
C. Total canadien	5.1	1.2	1.2	0.8	0.4	0.1	1.7	0.1	1.5	0.2	0.2	0.1	12.5
GAZ	448.2	—	885	—	1 111.2	—	—	377.3	—	—	—	—	2 821.6
A. Total provincial	1.9	—	10.6	—	24.7	—	—	20.6	—	—	—	—	—
B. Gaz du Canada	15.9	—	31.4	—	39.4	—	—	13.4	—	—	—	—	100
C. Total canadien	0.7	—	1.3	—	1.6	—	—	0.6	—	—	—	—	4.1
ORIGINE NON DÉTERMINÉE	5.4	10.1	167.4	—	—	12.9	—	—	—	—	—	—	195.8
A. Total provincial	0.02	0.1	2	—	—	0.4	—	—	—	—	—	—	—
B. Origine non déterminée Can.	2.8	5.2	85.5	—	—	6.6	—	—	—	—	—	—	100
C. Total canadien	0.01	0.01	0.25	—	—	0.02	—	—	—	—	—	—	0.3
THER. CLASS.	13 465	798.8	1 856.8	541	3 781.4	495.2	1 296.6	1 266.4	1 373.1	113.1	118.2	45.3	25 146.9
A. Total provincial	56.8	5	22.2	8	84	16.7	65.5	69.1	89.6	69.6	100	43.8	—
B. Thermal classique du Canada	53.5	3.2	7.4	2.2	15	2	5.1	5.0	5.5	0.4	0.5	0.2	100
C. Total canadien	19.8	1.2	2.7	0.8	5.6	0.7	1.9	1.9	2	0.2	0.2	0.07	36.9
NUCLÉAIRE	3 200	266	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3 466
A. Total provincial	13.5	1.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
B. Nucléaire du Can.	92.3	7.7	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	100
C. Total canadien	4.7	0.4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	5.1
HYDRO	7 049.9	15 011.8	6 500.4	6 205.8	718.3	2 475.1	679.9	566.9	159.9	49.4	—	58.1	39 475.4
A. Total provincial	29.7	93.4	77.8	92	16	83.3	34.5	30.9	10.4	30.4	—	56.2	—
B. Hydro du Canada	17.9	38	16.5	15.7	1.8	6.3	1.7	1.4	0.4	0.1	—	0.1	100
C. Total canadien	10.4	22	9.5	9.1	1.1	3.6	1	0.8	0.2	0.1	—	0.1	58
TOTAL	23 714.9	16 076.6	8 357.2	6 746.8	499.7	2 970.3	1 972.5	1 833.3	1 533	162.4	118.2	103.4	68 088.3
Total canadien	34.8	23.6	12.3	9.9	6.6	4.4	2.9	2.7	2.3	0.2	0.2	0.1	100

Nota: Les chiffres ayant été arrondis, il se peut que les totaux ne correspondent pas exactement à la somme des éléments.

A. % de l'ensemble de la capacité de production installée dans la province, qui est tiré de ce combustible

B. part (en %) de la province dans l'ensemble de l'électricité produite au Canada au moyen de ce combustible

C. % de l'ensemble de la capacité de production installée au Canada, tiré de ce combustible dans cette province.

New Brunswick

During 1976 the first two of three 320 MW units were commissioned at the Coleson Cove oil fired station. The final unit is expected to be in commercial service in 1977. Of the total 960 MW capacity, 400 MW has been committed to export for a period of ten years under agreement with utilities in the State of Maine.

The New Brunswick Electric Power Commission is proceeding with a generation expansion program that will raise the installed generating capacity in 1980 by 1,370 MW, an increase of almost 70 per cent over the 1976 level of 1,973 MW. The additions will include hydro, oil and coal fired thermal and nuclear generation. The Mactaquac hydro station on the Saint John River is being increased to 638 MW with the installation of the fifth and sixth units in 1978 and a 200 MW unit with the capability of burning oil or coal (the latter from the redeveloped Minto field) is to be added to the Dalhousie thermal station (currently one 150 MW oil fired unit) in 1979.

The first nuclear power station in the Maritime region is under construction at Point Lepreau, west of Saint John, on the north shore of the Bay of Fundy. Initial operation of the first 630 MW CANDU unit is expected by 1980. Provision is being made for the future addition of a second unit recognizing that expansion of nuclear generation can reduce the province's dependence upon high cost fuels for electricity production.

Planning for the reinforcement of the provincial transmission system is well underway. The existing system will eventually have an overlay at 345 kV for reinforcement of major north-south transmission, and to connect the nuclear unit in southern New Brunswick with load centres. The first stage of this planned expansion is a 345 kV transmission line between Coleson Cove and the substation at Salisbury that serves the Moncton load centre and is the termination point for the reinforced Nova Scotia/New Brunswick interconnection. A third N.B./N.S. interconnection was placed in service in December 1976, operating initially at 138 kV but scheduled to be up rated to 345 kV in 1978 upon completion of the new Coleson Cove to Salisbury 345 kV circuit.

A small windmill-powered generator was placed in service at the Sackville District Office in the eastern part of the province and a solar-assisted heat pump heating system is to be installed in a new district office building being constructed in Shediac.

La *New Brunswick Electric Power Commission* procède à la réalisation d'un programme d'expansion qui portera la capacité de production à 1 370 MW en 1980 soit une augmentation de presque 70% par rapport au niveau de 1 973 MW de 1976. Les additions comprendront des centrales hydro-électriques, des centrales thermiques au pétrole et au charbon, ainsi que des centrales nucléaires. La capacité de la centrale hydro-électrique de Mactaquac, aménagée sur la rivière Saint-Jean, est portée à 638 MW; le cinquième et le sixième groupes seront installés en 1978 et un autre groupe de 200 MW, alimenté soit au pétrole ou soit au charbon (ce dernier provenant du gisement de Minto qui a été remis en exploitation), sera ajouté à la centrale thermique de Dalhousie (possédant actuellement un groupe de 150 MW au pétrole) en 1979.

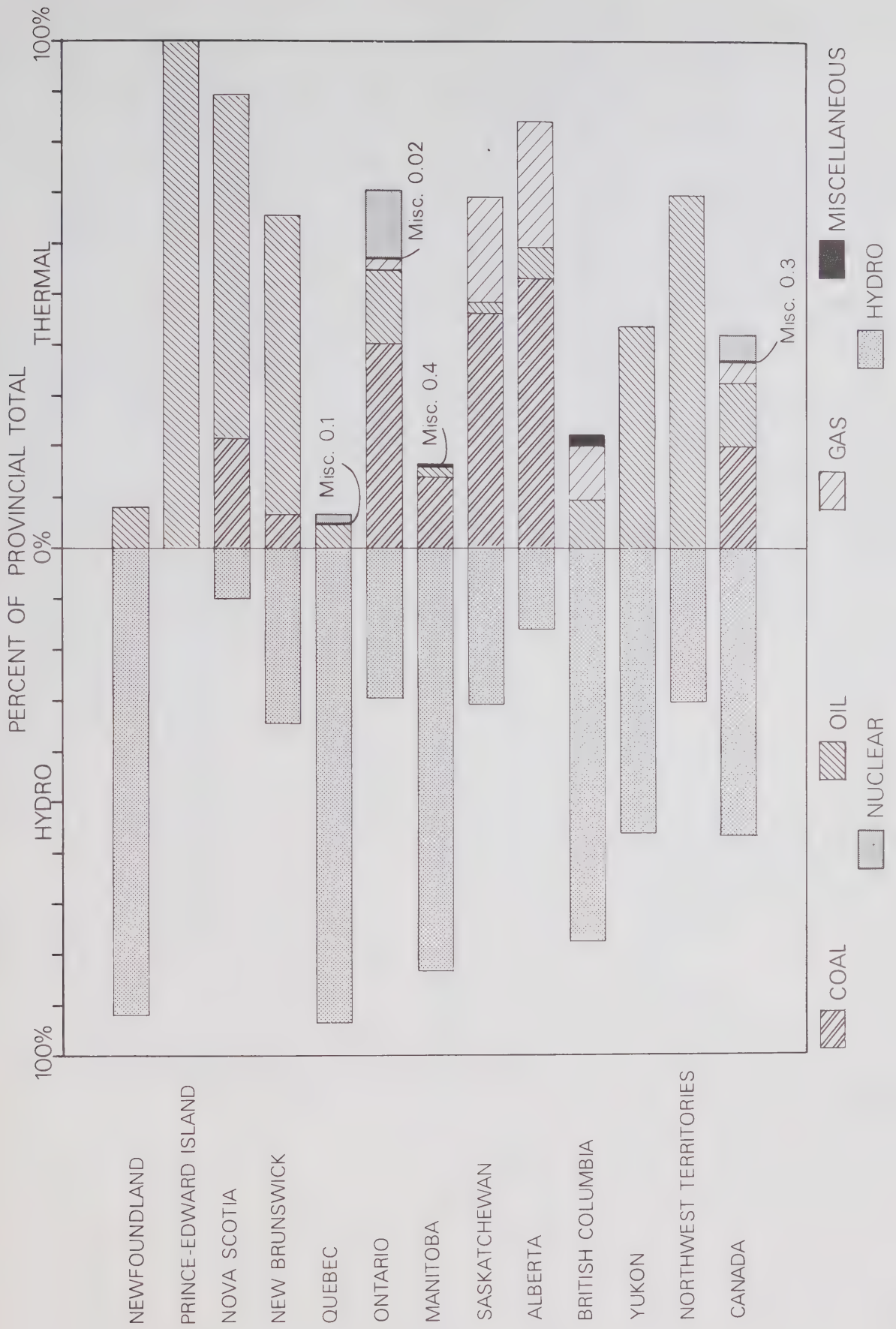
La première centrale nucléaire de la région des Maritimes est actuellement en construction à Pointe-Lepreau, à l'ouest de Saint-Jean, sur la rive nord de la baie de Fundy. La mise en service du premier groupe CANDU de 630 MW est prévue pour 1980. Des dispositions ont été prises quant à l'installation future d'un deuxième groupe, puisque l'on considère qu'une production accrue d'électricité d'origine nucléaire permettrait à la province de réduire sa dépendance à l'égard des approvisionnements coûteux en combustibles utilisés pour sa production d'électricité.

Une étude est en cours sur le renforcement du réseau de transport provincial. Une ligne de 345 kV sera finalement superposée au réseau actuel afin de renforcer la principale ligne de transport nord-sud et de relier la centrale nucléaire du sud du Nouveau-Brunswick aux centres de consommation. La première étape de ce projet d'expansion consistera en l'installation d'une ligne de transport de 345 kV entre Coleson Cove et la sous-centrale de Salisbury qui desservira le centre de consommation de Moncton et la station terminale de l'interconnexion renforcée entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick. Une troisième interconnexion (Nouvelle-Écosse — Nouveau-Brunswick) est entrée en service en 1976; sa capacité actuelle de 138 kV devrait être portée à 345 kV en 1978, une fois terminée l'installation d'un nouveau réseau de 345 kV entre Coleson Cove et Salisbury.

Une petite génératrice aérodynamique a été mise en service au bureau régional de Sackville, dans la partie est de la province et une thermopompe mue par l'énergie solaire sera installée dans un nouvel édifice du bureau régional en voie de construction à Shediac.

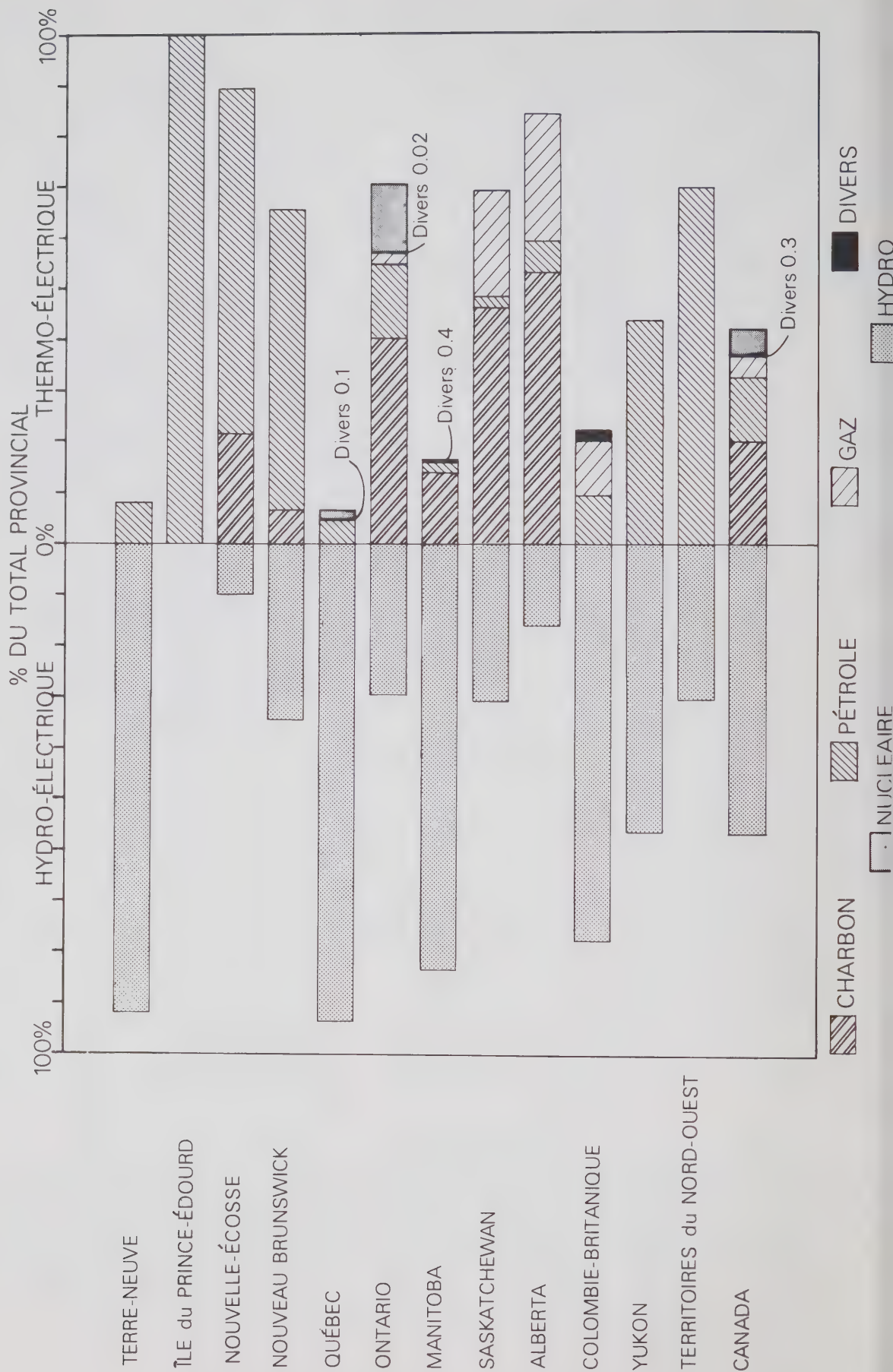
INSTALLED GENERATING CAPACITY BY PRINCIPAL FUEL TYPE

1976



CAPACITE DE PRODUCTION INSTALLEE PAR PRINCIPAL TYPE DE COMBUSTIBLE

1976



The provincial load grew by 12.4 per cent over the previous year. A decrease of 9.6 per cent in industrial demand was offset by increases in residential and commercial demand in excess of 22 per cent and 35 per cent respectively. About 88 per cent of the provincial electrical energy supply (excluding exports) was produced within the province, the balance being imported from Quebec. Internal generation was 52 per cent hydro, 5 per cent coal fired thermal and 43 per cent oil fired thermal (representing 33 per cent, 3 per cent and 27 per cent respectively of the net provincial supply, excluding exports).

Net exports to Nova Scotia and the United States amounted to 373 GWH and 2,434 GWH respectively and in total represented 42 per cent of internal generation and, respectively, 10 per cent and 65.1 per cent of the net import from Quebec; thus on an energy balance basis less than 25 per cent of the import from Quebec was retained within the province, but such analysis ignores the important timing aspect of export/import flows as well as peaking and reserve capacity benefits.

Quebec

During 1976, the remaining five (197.2 MW) hydraulic units at Hydro Quebec's Manicouagan 3 hydro station were placed in service, raising the total capacity of that station to 1,183.2 MW. The only addition to thermal capacity was the commissioning of a 53.3 MW combustion turbine unit at Cadillac in the Abitibi system. Because the Abitibi system will remain isolated from the integrated system until 1979, a further two units of the same size are proposed for 1977.

Construction of the Manicouagan-Outardes hydro complex is continuing with completion scheduled for 1978 of three 151.3 MW units at the Outardes II station. Outardes II will be Hydro Quebec's third development on the Outardes River and will replace the present 50 MW development at Chute aux Outardes. Construction continued on the 685 MW single unit CANDU nuclear station, Gentilly II near Trois-Rivières. This plant is expected to be placed in service in 1979.

Au Nouveau-Brunswick, la puissance appelée a augmenté de 12,4% par rapport à l'année précédente. La baisse de 9,6% de la demande industrielle a été compensée par des augmentations de plus de 22% et de 35% de la consommation des secteurs résidentiel et commercial respectivement. Environ 88% des approvisionnements provinciaux en électricité (sauf les exportations) ont été produits à l'intérieur de la province, le reste venant du Québec. Les centrales hydro-électriques sont intervenues pour 52% dans la production intérieure, les centrales thermiques au charbon pour 5% et les centrales thermiques au pétrole pour 43%; ces trois sources d'énergie représentent respectivement 33%, 3% et 27% des approvisionnements nets de la province (sauf les exportations).

Les exportations nettes vers la Nouvelle-Écosse et les États-Unis ont atteint respectivement 373 GWh et 2 434 GWh, soit au total 42% de la production provinciale; elles correspondent aussi à 10% et 61,5% des importations nettes du Québec. Par suite, en termes de bilan énergétique, la province a conservé moins de 25% de ses importations du Québec; mais cette analyse ne tient pas compte de l'importance du calendrier des importations et des exportations ainsi que des avantages que représentent les capacités de réserve et de pointe.

Québec

En 1976, les cinq autres unités hydro-électriques (197,2 MW) de la centrale Manicouagan 3 de l'Hydro-Québec ont été mises en service. Elles ont ainsi porté la capacité totale de cette centrale à 1 183,2 MW. La seule addition à la capacité thermique a été la mise en service d'un groupe de turbines à gaz de 53,3 MW à la centrale de Cadillac en Abitibi. Étant donné que le réseau de l'Abitibi demeurera isolé du réseau intégré jusqu'en 1979, on propose l'installation de deux autres unités de même puissance en 1977.

La construction du complexe hydro-électrique de Manicouagan à Outardes se poursuit et devrait prendre fin en 1978 avec l'installation de trois groupes de 151,3 MW à la centrale Outardes 2. Celle-ci constituera le troisième aménagement de l'Hydro-Québec sur la rivière aux Outardes et remplacera l'aménagement actuel de 50 MW situé à Chute-aux-Outardes. On a poursuivi la construction du groupe unique de 685 MW à la centrale nucléaire CANDU Gentilly 2, près de Trois-Rivières. Cette centrale devrait être mise en service en 1979.

TABLE 4

ELECTRICAL ENERGY GENERATION BY FUEL TYPE (GWh) 1976

	Hydro (A)	%	Coal (A)	%	Oil (A)	%	Gas (A)	%	Thermal Total Conv (A)	%	Nuclear (A)	%	Total Generation (A)	%	Total of Canadian Generation	Provincial Consumption	%	Consumption Generation	%	Exports*	
																				Gross	Net
Newfoundland	38,774	99.0	—	—	417	1.0	—	—	417	1.0	—	—	39,190	13.4	7,086	7,086	—	18	82	82	82
Nfld (excluding export to Quebec)	6,669	94.1	—	—	417	5.9	—	—	417	5.9	—	—	7,086	2.4	7,086	7,086	100	100	—	—	—
Prince Edward Island	—	—	—	—	445	100.0	—	—	445	100.0	—	—	445	0.15	445	445	100	100	—	—	—
Nova Scotia	792	14.0	1,369	24.2	3,501	61.8	—	—	4,870	86.0	—	—	5,662	1.9	6,036	6,036	94	—	—	—	—
New Brunswick	3,409	51.6	355	5.4	2,843	43.0	—	—	3,198	48.4	—	—	6,607	2.3	7,540	7,540	88	—	43	—	—
Quebec	77,440	99.6	—	—	272	0.4	—	—	272	0.4	—	—	77,712	26.5	94,219	94,219	82	—	21	—	—
Ontario	38,292	43.9	23,021	26.4	5,007	5.7	4,487	5.1	32,515	37.3	16,430	18.8	87,237	29.7	95,935	95,935	91	—	7	—	—
Manitoba	12,729	90.9	1,200	8.6	75	0.5	—	—	1,275	9.1	—	—	14,004	4.8	12,236	12,236	—	87	10	13	13
Saskatchewan	2,463	32.8	4,299	57.2	51	0.7	702	9.3	5,052	67.2	—	—	7,515	2.6	7,378	7,378	—	98	—	—	—
Alberta	1,951	12.4	9,155	58.0	41	0.3	4,633	29.4	13,829	87.6	—	—	15,779	5.4	16,093	16,093	98	—	—	—	—
British Columbia	36,689	95.2	—	—	133	0.3	1,720	4.5	1,854	4.8	—	—	38,543	13.1	36,439	36,439	—	95	9	5	5
Yukon	258	84.0	—	—	49	16.0	—	—	49	16.0	—	—	307	0.1	307	307	100	100	—	—	—
Northwest Territories	254	69.4	—	—	112	30.6	—	—	112	30.6	—	—	366	0.12	366	366	100	100	—	—	—
Canada	213,049	72.6	39,399	13.4	12,947	4.4	11,542	3.9	63,888	21.8	16,430	5.6	293,367	100.0	284,078	284,078	—	97	—	—	—
Conventional Thermal of Total				62		20		18		100											

Note: The totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding

1 GWh = 1,000,000 kWh

* Exports from Province as follows:

Nfld. to Que.

Que. to Ont., N.B. and U.S.A.

Ont. to U.S.A.

Man. to Sask. and U.S.A.

N.B. to N.S. and U.S.A.

B.C. to Alta. and U.S.A.

**Gross less provincial imports

(A) — Total Provincial Generation

TABLEAU 4

PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE (GWh) 1976

	Hydro-élec- trique	%	(A)	charbon	%	(A)	pétrole	%	(A)	gaz	%	(A)	Total de la production thermique classique			%	(A)	nucléaire	%	(A)	Produc- tion totale	% de la production canadienne	Consommation provinciale	% de la production Consommation	% de la consommation Production	Expor- tations* % de la production	
													brutes	nettes**													
Terre-Neuve	38 774	99.0	—	—	—	417	1.0	—	—	—	417	1.0	—	—	—	39 190	13.4	7 086	—	18	82	82	82	82	82	82	
Terre-Neuve (à l'ex- ception des exporta- tions vers le Québec)	6 669	94.1	—	—	—	417	5.9	—	—	—	417	5.9	—	—	—	7 086	2.4	7 086	100	100	100	100	100	100	100	100	
Î.-P.-É.	—	—	—	—	—	445	100.0	—	—	—	445	100.0	—	—	—	445	0.15	445	100	100	100	100	100	100	100	100	
Nouvelle-Écosse	792	14.0	1 369	24.2	3 501	61.8	—	—	—	—	4 870	86.0	—	—	—	5 662	1.9	6 036	94	—	—	43	—14	—	—	—	
Nouveau-Brunswick	3 409	51.6	355	5.4	2 843	43.0	—	—	—	—	3 198	48.4	—	—	—	6 607	2.3	7 540	88	—	21	—21	—	—	—		
Québec	77 440	99.6	—	—	—	272	0.4	—	—	—	272	0.4	—	—	—	77 712	26.5	94 219	82	—	7	—10	—	—	—		
Ontario	38 292	43.9	23 021	26.4	5 007	5.7	4 487	5.1	32 515	37.3	16 430	18.8	87 237	29.7	95 935	91	—	—	—	—	87	10	13	—	—	—	
Manitoba	12 729	90.9	1 200	8.6	75	0.5	—	—	—	—	1 275	9.1	—	—	—	14 004	4.8	12 236	—	98	—	—	—	—	—		
Saskatchewan	2 463	32.8	4 299	57.2	51	0.7	702	9.3	5 052	67.2	—	—	—	—	—	7 515	2.6	7 378	—	98	—	—	—	—	—		
Alberta	1 951	12.4	9 155	58.0	41	0.3	4 633	29.4	13 829	87.6	—	—	—	—	—	15 779	5.4	16 093	98	—	—	—	—	—	—		
Colombie-Britannique	36 689	95.2	—	—	—	133	0.3	1 720	4.5	1 854	4.8	—	—	—	—	38 543	13.1	36 439	—	95	9	5	—	—	—		
Yukon	258	84.0	—	—	—	49	16.0	—	—	—	49	16.0	—	—	—	307	0.1	307	100	100	100	100	100	100	100		
T.N.-O.	254	69.4	—	—	—	112	30.6	—	—	—	112	30.6	—	—	—	366	0.12	366	100	100	100	100	100	100	100		
Canada	213 049	72.6	39 399	13.4	12 947	4.4	11 542	3.9	63 888	21.8	16 430	5.6	293 367	100.0	284 078	—	97	—	—	—	—	—	—	—	—	—	

Nota: Les chiffres ayant été arrondis, il se peut que les totaux ne correspondent pas exactement à la somme des éléments.

1 GWh = 1 000 000 kWh

* Les exportations provinciales se répartissent comme suit:

Terre-Neuve vers le Québec
Québec vers l'Ontario, le Nouveau-Brunswick et les É.-U.
Le Nouveau-Brunswick vers la Nouvelle-Écosse et les É.-U.

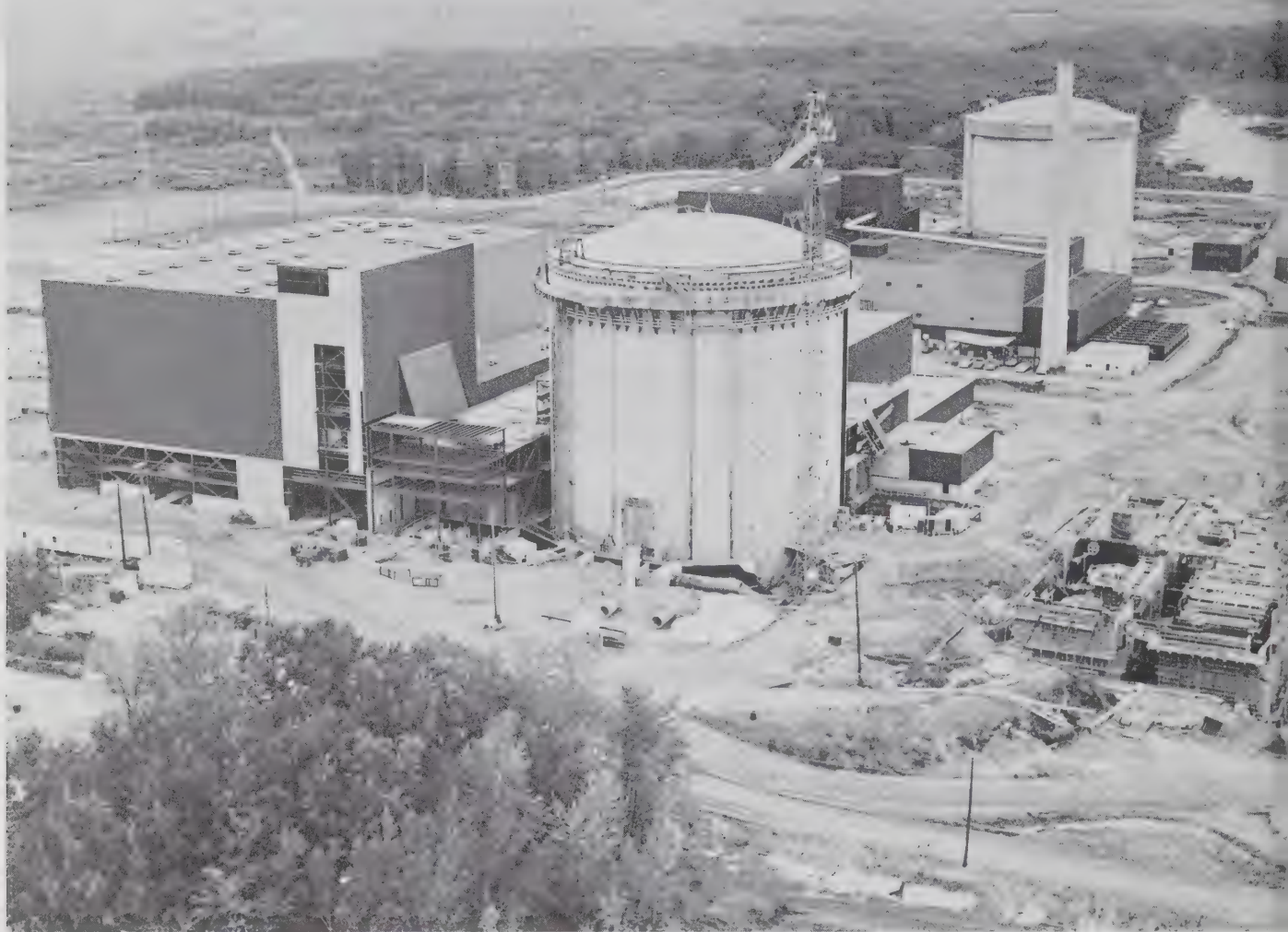
L'Ontario vers les É.-U.

Le Manitoba vers la Saskatchewan et les É.-U.

La Colombie-Britannique vers l'Alberta et les É.-U.

**Exportations brutes moins les importations provinciales.

(A) Production totale provinciale



**Aerial view of Gentilly 1 and 2 nuclear stations located near Three Rivers, Quebec.
Commissioning of Gentilly 2 is expected in 1979/Une vue aérienne des centrales nucléaires
Gentilly 1 et 2 situées à Trois-Rivières (Québec). On prévoit que la centrale Gentilly 2 sera
mise en service en 1979.**

Hydro Quebec's expansion program is designed to meet an average growth rate of 7.8 per cent per annum over the next 15 years. A deficit in peak load capacity is forecast for 1979 and will be alleviated, in part, through temporary purchase of 200 MW of peak load capacity from New Brunswick Electric Power Commission. An additional 240 MW of peaking capacity will be provided by installation in 1979 of a four unit combustion turbine station (La Citière) near the Hertel substation.

Initial generation from the James Bay complex will become available beginning in 1980. The La Grande River is being developed in the first phase at four sites with total maximum capacity of 10,190 MW. The first station, LG-2, will contain 16,333 MW units, total ultimate capacity 5,328 MW; six units are scheduled for service in 1980, to be followed by six units in 1981 and four in 1982. First power from LG-3 is expected in 1982 and from LG-1 in 1983. The LG-3 station will consist of ten 192 MW units, total capacity 1,920 MW. The LG-1 station will be a 910 MW development in ten units. At the LG-4 site, seven 254 MW units are planned for service in 1984 with the eighth and final unit to follow in 1985 for a total capacity of 2,032 MW.

In conjunction with Ontario Hydro, a study of the possibility of improving the present minimal interconnection between the Quebec and Ontario systems is being studied. Hydro Quebec has been authorized by the National Energy Board to export power and off-peak energy to the Power Authority of the State of New York during summer months (April to October) under a 13-year licence. This arrangement allows Quebec and PASNY to take advantage of the seasonal diversity of their respective peak demands. The Hydro Quebec system will be connected to the PASNY system by a 765 kV transmission line extending from the Châteauguay substation near Beauharnois to the Marcy substation, near Utica, New York, scheduled for service by mid-1978.

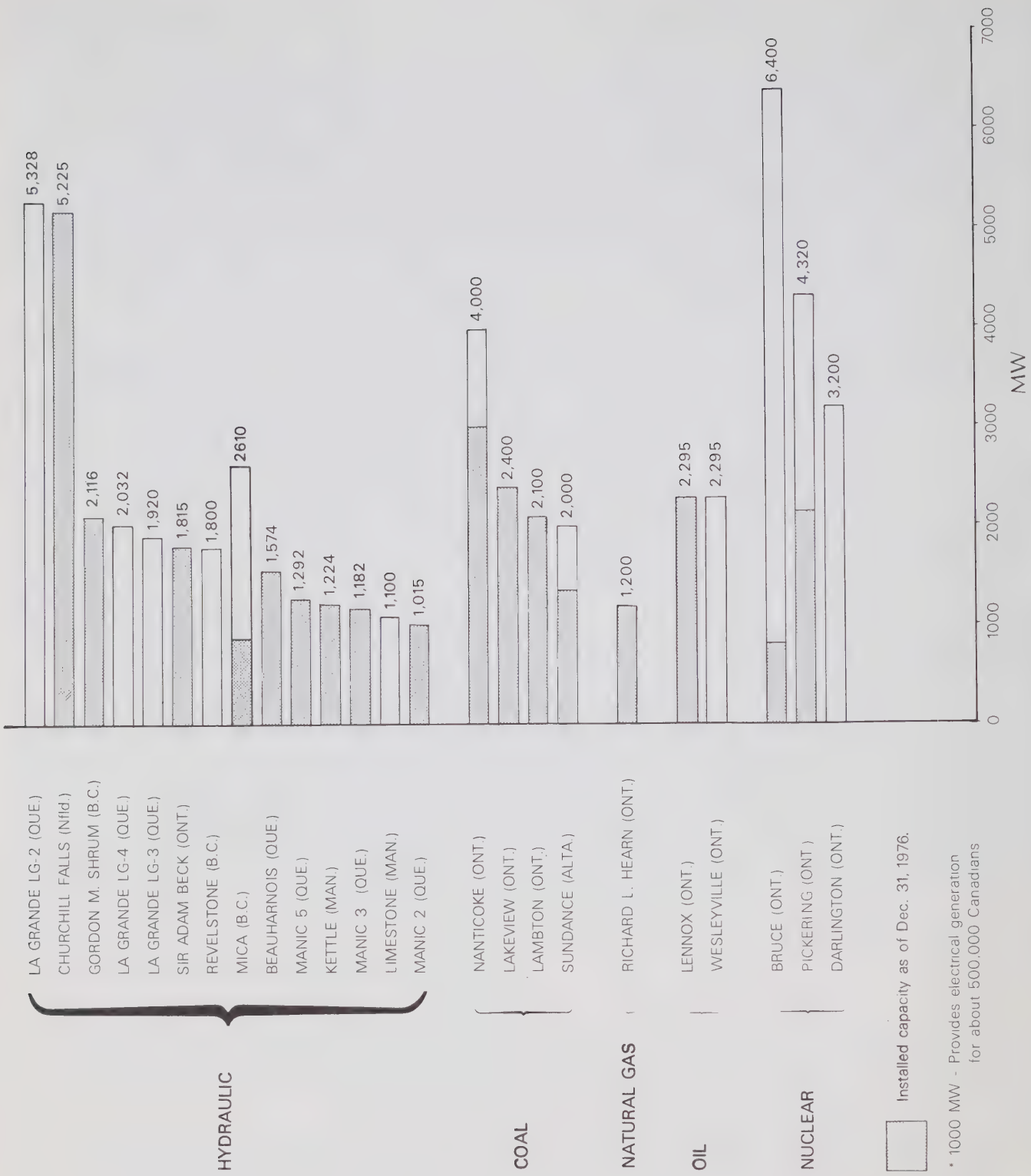
It is expected that electricity's share of the energy market in Quebec will increase during the coming years due to its availability as compared with uncertainties relating to the supply of oil, and also due to the multiple use aspect of the electrical form of energy. It is forecast that by 1990 there will be significant substitution of electricity for other forms in home heating.

Le programme d'expansion de l'Hydro-Québec est conçu de façon à répondre à un taux annuel moyen de croissance de 7,8% au cours des 15 prochaines années. On prévoit pour 1979 un déficit dans la capacité de production de pointe, déficit qu'il faudra compenser en partie par des achats temporaires de 200 MW de la *New Brunswick Electric Power Commission*. En 1979, une capacité de pointe additionnelle de 240 MW sera fournie par l'installation d'une centrale à turbines à gaz de quatre groupes (La Citière) près de la sous-station de Hertel.

La production initiale du complexe de la baie James sera disponible à compter de 1980. La première phase de l'aménagement de La Grande Rivière est en cours, à quatre emplacements; la capacité maximale totale sera de 10 190 MW. La première centrale, LG-2, possédera 16 unités de 333 MW dont la puissance maximale atteindra finalement 5 328 MW; on prévoit la mise en service de six unités en 1980, de six en 1981 et de quatre autres en 1982. La centrale LG-3 devrait fournir de l'énergie électrique en 1982, et LG-2 en 1983. La centrale LG-3 comprendra 10 unités de 192 MW, pour une capacité totale de 1 920 MW. La centrale LG-1, quant à elle, comportera 910 MW répartis entre 10 unités. Au chantier de LG-4, on envisage l'entrée en service de sept unités de 254 MW en 1984; la huitième et dernière unité entrera en service en 1985 et portera la capacité totale à 2 032 MW.

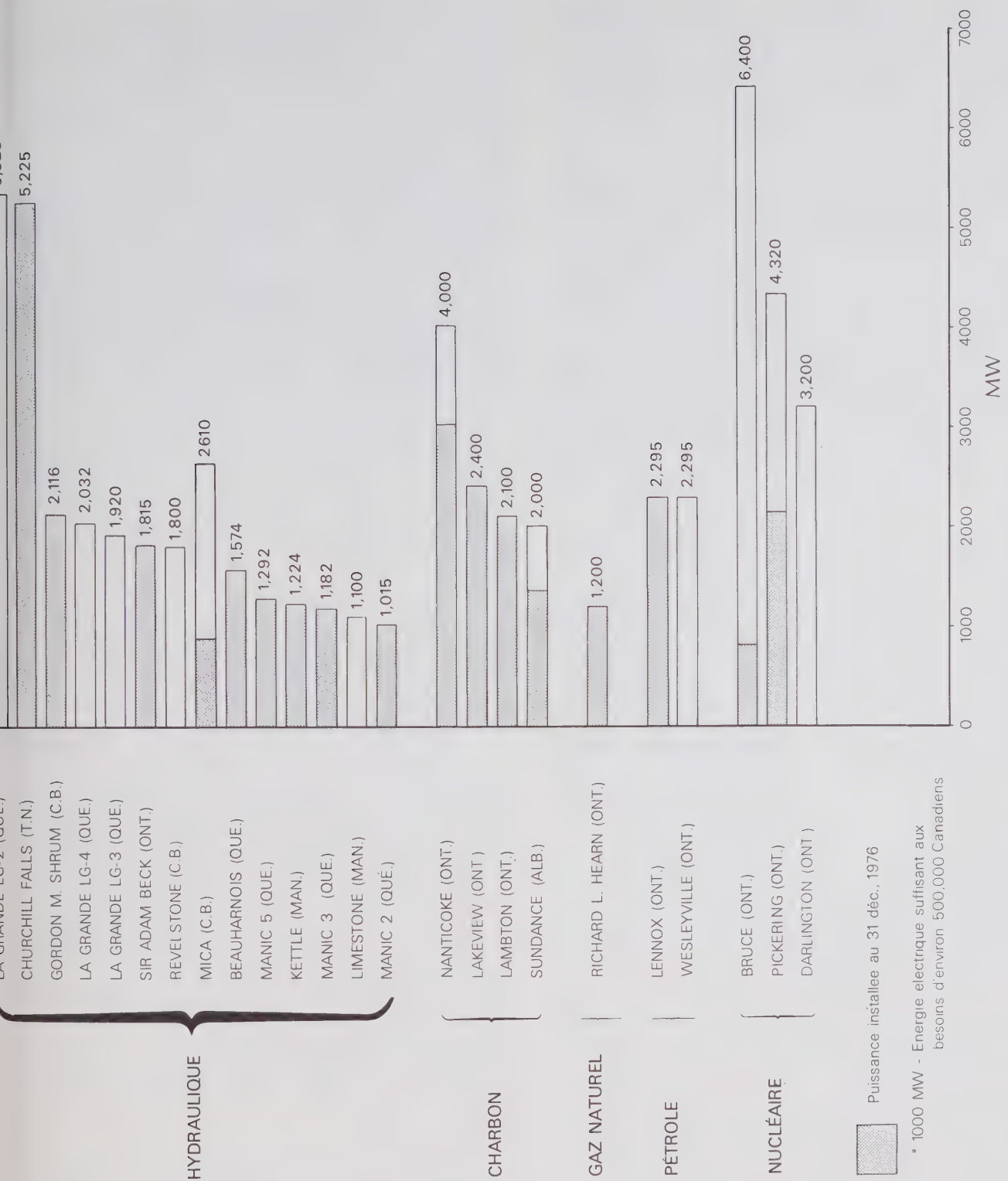
L'Hydro-Québec étudie, de concert avec l'Hydro-Ontario, la possibilité d'améliorer les interconnexions minimales actuelles entre les réseaux du Québec et de l'Ontario. L'Office national de l'énergie a autorisé l'Hydro-Québec à exporter de la puissance et de l'énergie hors pointe à la *Power Authority of the State of New York* (PASNY) au cours des mois d'été (avril à octobre) et ce, en vertu d'une licence de 13 ans. Cet accord permet au Québec et à la PASNY de tirer profit des variations saisonnières de leur demande de pointe respective. Le réseau de l'Hydro-Québec sera relié à celui de la PASNY par une ligne de transport de 765 kV partant de la sous-station de Châteauguay, près de Beauharnois, jusqu'à la sous-station de Marcy, près d'Utica (New York). Sa mise en service est prévue pour le milieu de 1978.

On s'attend que la part de l'électricité sur le marché de l'énergie au Québec augmentera au cours des prochaines années, grâce à la grande disponibilité et la nature polyvalente de cette source d'énergie, contrairement au pétrole dont les approvisionnements sont incertains. On prévoit que d'ici 1990, l'électricité sera davantage utilisée en remplacement des autres formes d'énergie pour le chauffage des maisons.



Installed capacity as of Dec. 31, 1976.
 * 1000 MW - Provides electrical generation for about 500,000 Canadians

Installed Generating Capacity of Stations in Canada exceeding 1,000 MW (stations capable of



Puissance installée des centrales de plus de 1 000 MW (les centrales à multicom bustibles sont inscrites sous leur principale source d'énergie).

In response to the need to conserve non-renewable energy sources, the Hydro Quebec Research Institute has undertaken several research projects related to the development of alternative sources of generation (wind, solar, thermal, nuclear fusion) and new storage forms for energy.

Over 99 per cent of Quebec's electrical energy supply is generated hydraulically. Total electrical consumption in the province grew by 5 per cent compared with the previous year. A 9.7 per cent decline in industrial consumption was offset by increases in domestic and commercial categories of 22.8 per cent and 11 per cent respectively. Consumption within the province exceeded generation by some 16.5 TWH, the deficiency being supplied by Churchill Falls. Supply in excess of provincial demand was exported to New Brunswick, Ontario and the United States which in total was equivalent to about 48.6 per cent of the 32.1 TWH supply imported from the Churchill Falls development in Labrador.

Ontario

During 1976, Ontario Hydro added a sixth 500 MW unit at its Nanticoke coal fired station. Two 573.75 MW units were installed at the Lennox oil fueled station in eastern Ontario raising the total capacity of that station to 2,295 MW, the first major oil fueled generation in the Ontario Hydro system. Increases in hydro generation were limited to a 37.05 unit at Arnprior and a 24 MW unit at Andrew's Falls.

At the Bruce generating station, an 800 MW nuclear unit came into operation and is scheduled for commercial service in early 1977. A 12.16 MW gas turbine unit was commissioned at the same station and two 12.16 MW gas turbine units became operational at the nearby Bruce heavy water plant during the year; two more similar units are planned for 1977.

The only hydro unit currently scheduled by Ontario Hydro is a second 37.05 MW unit at the Arnprior station in 1977.

The Great Lakes Power Company is proposing to add two 7.5 MW hydraulic units in 1981 at the St. Marys station.

Fossil fueled additions will include the seventh and eighth 500 MW units at the Nanticoke station in 1977. An oil fired station at Wesleyville, near Port Hope, of

Face à la nécessité d'économiser les sources d'énergie non renouvelables, l'Institut de recherche de l'Hydro-Québec a entrepris plusieurs projets de recherches liés à la mise en valeur des autres sources de production d'énergie (l'énergie éolienne, solaire, géothermique, fusion nucléaire) et aux nouvelles formes d'emmagasinage de l'énergie.

Plus de 99% de l'énergie électrique du Québec est d'origine hydraulique. La consommation d'électricité totale de la province a augmenté de 5% par rapport à l'année précédente. La baisse de 9,7% de la consommation industrielle a été compensée par des augmentations respectives de 22,8% et 11,0% dans les secteurs résidentiel et commercial. A l'intérieur de la province, la consommation a dépassé la production d'environ 16,5 TWh, cet écart étant comblé par Churchill Falls. Les approvisionnements qui constituent un excédent par rapport à la demande provinciale ont été exportés au Nouveau-Brunswick, en Ontario et aux États-Unis. Les exportations totales se chiffrent à environ 48,6% des 32,1 TWh importés de l'aménagement de Churchill Falls (Labrador).

Ontario

En 1976, l'Hydro-Ontario a ajouté une sixième unité de 500 MW à sa centrale au charbon de Nanticoke. Deux unités de 573,5 MW ont été installées à la centrale à mazout de Lennox, dans l'Est de l'Ontario, et elles ont porté la capacité totale de cette centrale à 2 295 MW; il s'agit de la première centrale à mazout de l'Hydro-Ontario. Les augmentations de la production hydro-électrique ont été limitées à l'adjonction d'une unité de 37,05 MW à Arnprior et d'une autre de 24 MW à Andrew's Falls.

A la centrale de Bruce, un groupe nucléaire de 800 MW a été mis en service et devrait entrer en exploitation commerciale au début de 1977. Un groupe de turbines à gaz de 12,16 MW a été mis en service à la même centrale et, non loin de là, deux groupes de turbines à gaz de 12,16 MW sont devenus opérationnels au cours de l'année à l'usine d'eau lourde de Bruce; on envisage la mise en place de deux autres groupes analogues en 1977.

La seule addition hydro-électrique actuellement prévue par l'Hydro-Ontario pour 1977 est un deuxième groupe de 37,05 MW à la centrale d'Arnprior.



View of Ontario Hydro's Arnprior generating station which will add 74 MW of capacity in two units by 1977/
Vue de la centrale d'Arnprior de l'Hydro-Ontario qui
apportera 74 MW de capacité supplémentaire à deux
groupes en 1977

similar design to Lennox is tentatively scheduled for service in 1981-1983.

In northwestern Ontario, an extension to the coal fired Thunder Bay plant is expected to add 300 MW in two units in 1980. A four unit, 800 MW coal fueled generating station at Atikokan is projected for 1983-1984. Both the Thunder Bay addition and the Atikokan station will be designed to permit use of western Canadian coal.

An extensive program of nuclear generation is expected to add 10,960 MW of new capacity in the period 1977-1987. This program consists of four-four-unit stations, three employing 800 MW units and one, Pickering B, with 540 MW units. At Bruce A one 800 MW unit will be added each year, 1977 through 1979. Other nuclear additions currently scheduled are Pickering B, 2,160 MW, 1981-1983; Bruce B, 3,200 MW, 1982-1985; and Darlington, 3,200 MW, 1984-1987.

Firm planning of future additions to the Ontario Hydro system awaits reconciliation of policy considerations relating to capital funding.

Transmission developments during 1976 focused on continuing activity relating to design, construction and property acquisition for 500 kV lines including the 500 kV Nanticoke to Pickering corridor. Three new 500 kV substations are under construction along the corridor at Milton, Trafalgar and Claireville and the first 500 kV double circuit towers were installed between Middleport and Highway 401 (near Pickering) to meet the corridor. Completion of the 500 kV line from

La *Great Lakes Power Company* projette d'ajouter, en 1981, deux groupes hydrauliques de 7,5 MW à la centrale de St. Marys.

Au nombre des additions aux centrales à combustibles fossiles, figure l'installation, en 1977, du septième et du huitième groupes de 500 MW à la centrale de Nanticoke. On prévoit que la centrale au pétrole de Wesleyville (près de Port Hope), analogue à celle de Lennox, sera mise en service à titre d'expérience entre 1981 et 1983.

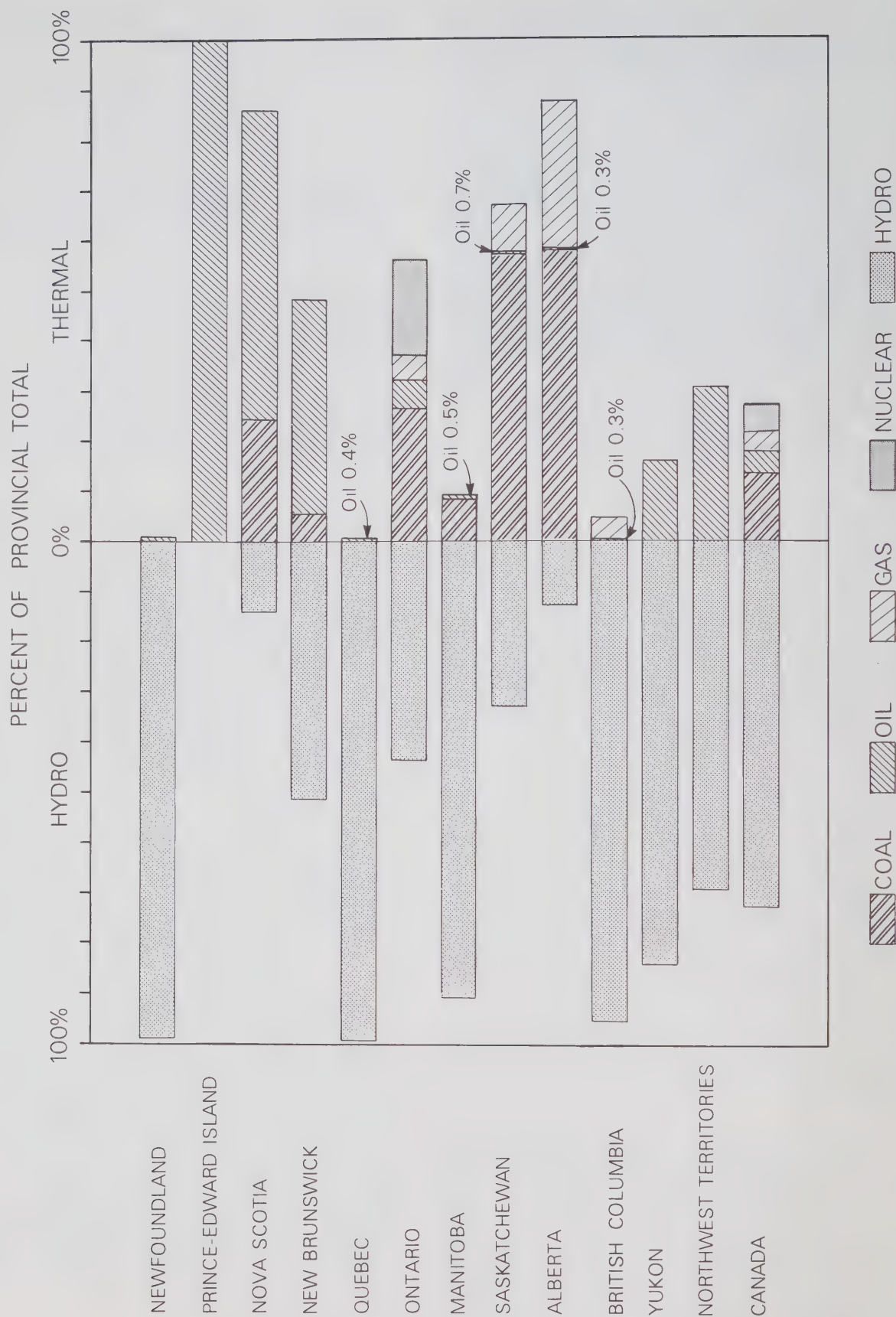
Dans le Nord-Ouest de l'Ontario, la puissance de la centrale au charbon de Thunder Bay se verra ajouter 300 MW répartis entre deux groupes en 1980. Une centrale au charbon de 800 MW et composée de quatre groupes est prévue à Atikokan pour 1983-84. L'addition à la centrale de Thunder Bay et la centrale d'Atikokan seront conçues de façon à consommer le charbon de l'Ouest canadien.

Un vaste programme de construction de centrales nucléaires augmenterait la capacité de production de 10 960 MW entre 1977 et 1987. Ce programme propose quatre centrales de quatre groupes chacune, dont trois utiliseraient des groupes de 800 MW, et l'autre (Pickering B) des groupes de 540 MW. A la centrale de Bruce A, un groupe de 800 MW sera ajouté chaque année entre 1977 et 1979. Parmi les autres tranches nucléaires dont la mise en place est actuellement prévue, mentionnons celle de 2 160 MW à la centrale de Pickering B entre 1981 et 1983, celle de Bruce B (3 200 MW, 1982-85) et celle de Darlington (3 200 MW, 1984-87).

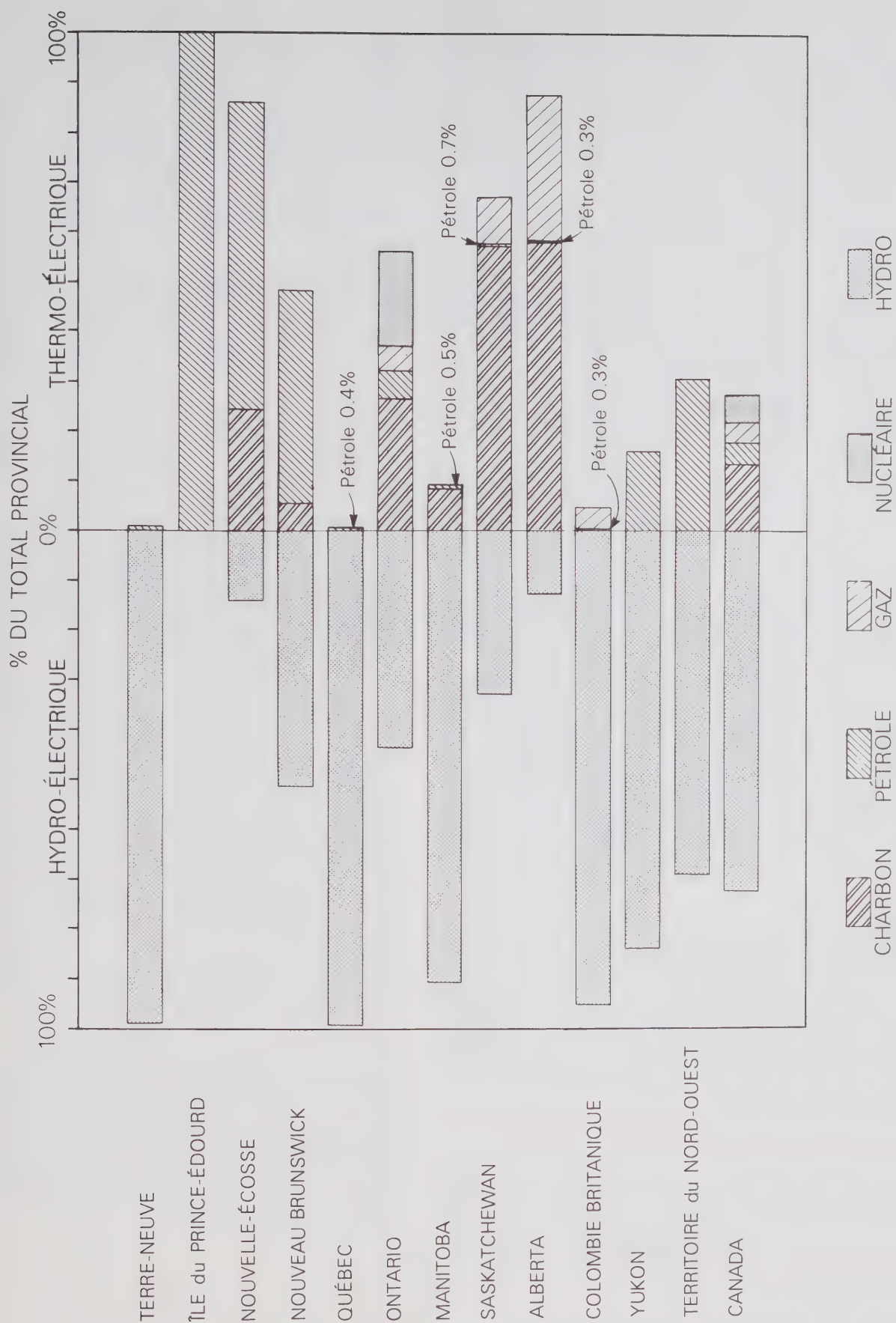
Pour être en mesure de planifier de façon définitive les prochaines additions à son réseau, l'Hydro-Ontario devra attendre qu'il y ait consensus sur les politiques ayant trait aux modalités de financement.

En 1976, l'amélioration des lignes de transport a surtout porté sur la poursuite des travaux en matière de conception technique, de construction et d'achat de terrains, destinés au passage des lignes de 500 kV, notamment l'emprise de la ligne de 500 kV reliant Nanticoke à Pickering. On construit actuellement trois sous-stations le long de cette emprise, soit à Milton, à Trafalgar et à Claireville, et les premiers pylônes à lignes doubles de 500 kV ont été installés entre Middleport et l'autoroute 401 (près de Pickering) pour rejoindre l'emprise. L'achèvement de la ligne de 500 kV reliant la centrale nucléaire de Bruce à Milton a été retardé à cause de complications juridiques et du choix

ELECTRICAL ENERGY GENERATION BY PRINCIPAL FUEL TYPE 1976



PRODUCTION D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE PAR TYPE DE COMBUSTIBLE 1976



the Bruce nuclear station to Milton has been delayed by legal and route selection complications, and within the next two years will limit the available contribution from Bruce A. The route for 500 kV transmission from the Lennox generating station to Oshawa has received government approval based on the recommendations of the Solandt Report. Surveying and acquisition of right-of-way is in progress.

Twenty-eight miles of a second 500 kV single circuit line between Nanticoke and Middleport was completed.

Other transmission developments during the year included the completion of a 345 kV interconnection with Detroit Edison near Sarnia designed for conversion to 500 kV in the future.

Some 180 circuit miles or 230 kV lines and one 115 kV line were added to the Ontario Hydro system in 1976.

A 230 kV substation, Merivale, feeding Ottawa to be commissioned in 1977 by Ontario Hydro will be the first such station to use SF6 switch gear. Three 500 kV substations will follow in 1978.

Total electrical energy made available for use in the province for 1976 was 7.6 per cent above 1975. Energy demand by sector showed increases in residential, commercial and industrial categories of 5.6 per cent, 4.1 per cent and 6 per cent respectively. Ontario Hydro reported a December peak load of 15,896 MW, 9.5 per cent above 1975. Generation in the province in 1976 totalled 87.2 TWH of which 43.9 per cent was from hydro, 18.8 per cent from nuclear units and 37.3 per cent from fossil fuels (70.8 per cent coal, 13.8 per cent gas, 15.4 per cent oil — representing, respectively, 26.4 percent, 5.2 per cent and 5.7 per cent of total generation).

During 1976, Ontario imported 13.2 TWH from other provinces corresponding to 13.8 per cent of provincial energy needs. Net exports to the United States of 4.2 TWH (4.8 per cent of generation) and exports to other provinces (0.4 TWH) resulted in a net import of 8.7 TWH representing about 9.1 per cent of electrical energy consumed within the province.

Manitoba

Although no additional generating capacity was commissioned during the year, a considerable amount of construction work was completed. With the removal of the up-stream and down-stream cofferdams, Jenpeg

du tracé; ce retard limitera, au cours des deux prochaines années, la contribution de la centrale Bruce A. En se fondant sur les recommandations du rapport Solandt, le gouvernement a approuvé la route de la ligne de transport de 500 kV devant relier la centrale hydro-électrique de Lennox à la ville d'Oshawa. L'Hydro-Ontario procède actuellement aux levés et à l'achat des emprises.

On a terminé l'installation d'une deuxième ligne simple de 500 kV (28 milles) entre Nanticoke et Middleport.

Le parachèvement de l'interconnexion de 345 kV avec la *Detroit Edison* près de Sarnia, qui pourra plus tard être convertie en une ligne de 500 kV, constitue une autre réalisation accomplie en 1976 dans le domaine du transport.

Des lignes de 230 kV totalisant environ 180 milles de longueur et une autre de 115 kV ont été ajoutées au réseau de l'Hydro-Ontario en 1976.

La sous-station de 230 kV de Merivale, qui alimentera Ottawa et sera mise en service en 1977 par l'Hydro-Ontario, constituera la première centrale de ce type à utiliser un appareillage de commutation SF6. Trois sous-stations de 500 kV seront mises en service en 1978.

En 1976, la quantité totale d'électricité disponible à la consommation dans la province était supérieure de 7,6% à celle de 1975. La demande d'énergie a augmenté de 5,6%, 4,1% et 6,0% dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel respectivement. L'Hydro-Ontario a signalé une charge de pointe de 15 896 MW en décembre, soit 9,5% de plus qu'en 1975. La production totale d'énergie électrique de la province a atteint 87,2 TWh dont 43,9% provenait de centrales hydro-électriques, 18,8% de centrales nucléaires et 37,3% de centrales à combustibles fossiles (70,8% au charbon, 13,8% au gaz et 15,4% au pétrole, ce qui représente respectivement 26,4%, 5,2% et 5,7% de la production totale).

En 1976, l'Ontario a importé 13,2 TWh des autres provinces pour répondre à 13,8% de ses besoins énergétiques. Compte tenu des exportations nettes de 4,2 TWh vers les États-Unis (4,8% de la production) et des exportations vers les autres provinces (0,4 TWh), les importations nettes de la province ont atteint 8,7 TWh, soit environ 9,1% de la consommation d'énergie électrique dans la province.

TABLE 5
ENERGY GENERATED BY UTILITIES AND INDUSTRIAL ESTABLISHMENTS — 1975
(x 10⁶ kWh)

Province/Territory	Total	Utilities			Industrial Establishments
		Public	Investor Owned	Total	
Newfoundland	35,803	2,750	32,660	35,410	394
Prince Edward Island	421	4	417	421	—
Nova Scotia	5,498	5,023	—	5,023	475
New Brunswick	4,677	4,037	100	4,136	541
Quebec	76,108	54,523	3,625	58,148	17,959
Ontario	78,558	73,466	1,529	74,995	3,564
Manitoba	14,818	14,742	—	14,742	76
Saskatchewan	7,090	6,281	575	6,857	233
Alberta	15,100	3,395	10,980	14,376	724
British Columbia	34,542	22,670	869	23,538	11,003
Yukon	352	296	26	322	30
Northwest Territories	425	356	25	381	44
Canada	273,392	187,543	50,805	238,348	35,044

Note: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

control station is now capable of full regulation of Lake Winnipeg outflow. Installation of turbine generators at the Jenpeg hydro station continues where four of the six 28 MW low head bulb type units (the first such units in Canada) are scheduled for service in 1977. The remaining two units are scheduled to be commissioned in 1978.

Work is proceeding on schedule at the Long Spruce hydro site despite the demands of extensive remedial work to rectify damage caused by a fire in Unit 3. Long Spruce, the second major development on the Nelson River will have an ultimate capacity of 980 MW over ten units by 1980. The first two units are scheduled for 1977 followed by four units in 1978 and the remaining four in 1979.

The Churchill River diversion scheme is almost complete. Up to 30,000 cubic feet of water per second can now be diverted from the Churchill River to the Nelson.

The next major hydro development is now in progress at Limestone, located downstream from Long Spruce. The first stage cofferdam for this 1,100 MW station is under construction and the first three 110 MW units are currently scheduled for service in the fall of 1984 to be followed by four units in 1985 and the remaining three in 1986.

Manitoba

Même si aucune capacité de production additionnelle n'a été mise en service au cours de l'année, de nombreux travaux de construction ont été terminés. Grâce à l'enlèvement des batardeaux installés en amont et en aval, la station de commande de Jenpeg peut maintenant assurer la régulation du débit du lac Winnipeg. On installe présentement des génératrices à turbines à la centrale hydro-électrique de Jenpeg où quatre des six groupes de type bulbe à faible hauteur de chute de 28 MW (les premiers groupes de ce type au Canada) doivent être mis en service en 1977; les deux autres sont planifiés pour 1978.

Les travaux effectués à l'emplacement hydro-électrique de Long Spruce se poursuivent selon les prévisions et ce, malgré les grands travaux de réparation des dégâts causés par un incendie au groupe 3. Long Spruce est le deuxième aménagement hydro-électrique en importance sur le fleuve Nelson et sa capacité atteindra 980 MW lorsque les dix groupes entreranno en service d'ici à 1980. Les deux premiers groupes doivent l'être en 1977, quatre autres en 1978 et le reste en 1979.

Le canal de dérivation des eaux du fleuve Churchill est presque terminé. Il est maintenant possible de dériver jusqu'à 30 000 pieds cubes d'eau à la seconde du fleuve Churchill dans le fleuve Nelson.

TABLEAU 5

ÉNERGIE PRODUITE PAR LES SERVICES ET PAR LES ENTREPRISES INDUSTRIELLES 1975
(x 10⁶ kWh)

Province/Territoire	Total	Services		Total	Entreprises industrielles
		Publics	Privés		
Terre-Neuve	35 803	2 750	32 660	35 410	394
Île-du-Prince-Édouard	421	4	417	421	—
Nouvelle-Écosse	5 498	5 023	—	5 023	475
Nouveau-Brunswick	4 677	4 037	100	4 136	541
Québec	76 108	54 523	3 625	58 148	17 959
Ontario	78 558	73 466	1 529	74 995	3 564
Manitoba	14 818	14 742	—	14 742	76
Saskatchewan	7 090	6 281	575	6 857	233
Alberta	15 100	3 395	10 980	14 376	724
Colombie-Britannique	34 542	22 670	869	23 538	11 003
Yukon	352	296	26	322	30
Territoires du Nord-Ouest	425	356	25	381	44
Canada	273 392	187 543	50 805	238 348	35 044

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre au total des éléments du fait de l'arrondissement des données.

Beyond Limestone plans are tentative, but a ten-unit station (1,080 MW) site at the Conowapa site downstream of Limestone is being considered with first generation projected for 1987.

A capability is being developed to commence the addition of nuclear generation in Manitoba during the mid-1980's depending upon economic comparison with additional hydro capacity on the Nelson River system.

The capacity of the Nelson River HVDC transmission system is being increased by the addition of the final two converter units for Bipole I, scheduled to be in service by mid-1977 which will provide a total capacity of 1,620 MW. To provide additional capacity for Long Spruce generation and later for Limestone, further additions to converter capacity comprising Bipole II will be added in stages in a new converter station at Henday near the Limestone generating station, and in an extension of the Dorsey terminal near Winnipeg; 900 MW being scheduled for 1978 and the final 900 MW in 1983/84. With these additions, the full capability of the two ± 450 D.C. transmission circuits between the Nelson River generating sites and Winnipeg will be utilized.

On aménage actuellement une autre centrale hydro-électrique d'importance à Limestone, en aval de Long Spruce. Le premier batardeau de cette centrale de 1 100 MW est en voie de construction et les trois premiers groupes de 110 MW doivent être mis en service à l'automne 1984; quatre autres groupes seront ajoutés en 1985 et les trois derniers en 1986.

La centrale de Limestone mise à part, les projets réalisés au Manitoba ne le sont qu'à titre d'expérience; on étudie néanmoins la possibilité d'aménager une centrale composée de dix groupes (1 080 MW) à Conowapa, en aval de Limestone, avec mise en service prévue pour 1987.

Un accroissement de la capacité de production d'énergie nucléaire au Manitoba est à l'étude pour la seconde moitié de la décennie 1980; mais ces additions dépendront des comparaisons économiques avec la capacité hydro-électrique installée sur le fleuve Nelson.

La capacité du réseau de transport en courant continu sous haute tension (CCHT) du fleuve Nelson sera augmentée par la mise en place de deux groupes convertisseurs (Bipole I), dont la mise en service est prévue pour le milieu de 1977; la puissance totale sera portée à 1 620 MW. Pour permettre la production de puissance additionnelle pour la centrale de Long Spruce et plus tard celle de Limestone, d'autres additions à la

TABLE 6
CAPITAL INVESTMENT BY ELECTRIC UTILITIES (Millions of dollars)

	Construction					Total
	Generation	Transmission Distribution	Other Structures	Sub ¹ Total	Machinery ² Equipment	
1965	397	331	28	756	193	948
1966	468	296	23	786	356	1,142
1967	561	325	29	916	382	1,298
1968	493	332	64	889	443	1,332
1969	478	305	72	856	484	1,340
1970	581	449	28	1,057	554	1,610
1971	572	472	36	1,079	668	1,747
1972	636	449	50	1,135	619	1,754
1973	926	502	71	1,499	695	2,194
1974 (revised)	1,049	598	53	1,700	1,054	2,753
1975	1,446	929	90	2,465	1,436	3,901
1976 (estimated)	—	—	—	2,926	1,436	4,362
1977 (estimated)	—	—	—	3,695	1,682	5,377

Notes: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

¹ Statistics Canada Publication No. 57-202, Electric Power Statistics, for years 1965-1975; Statistics Canada Publication No. 61-205 for years 1976, 1977.

² Statistics Canada Publication No. 57-202 for years 1965-1967 and 1972-1975; Canada Year Book for years 1968-1970; Statistics Canada Publication No. 61-205 for years 1976, 1977.

The majority of transmission construction during the year involved 230 kV facilities in northern Manitoba. These lines were constructed to connect northern communities to the grid system and to supply construction power to the Henday converter station and Limestone generating station sites.

Manitoba Hydro was granted a licence by the National Energy Board to construct a second "international" 230 kV transmission circuit, extending from the Ridgeway substation near Winnipeg to the United States (Minnesota) border near Sprague, Manitoba. By this facility, which was placed in service late in 1976, Manitoba Hydro will export interruptible energy and short-term power to Minnesota Power and Light, and will derive important system support benefits in the event of loss of supply from the north (Nelson, etc.).

puissance de conversion (Bipole II) seront faites progressivement à la nouvelle station de conversion de Henday située près de la centrale électrogène de Limestone. On prévoit augmenter la puissance du terminal de Dorsey, près de Winnipeg, de 900 MW en 1978 et, enfin, de 900 MW en 1983-84. Grâce à ces additions, il sera possible d'utiliser toute la capacité des deux réseaux de transport de ± 450 volts en courant continu reliant les centrales hydro-électriques aménagées sur le fleuve Nelson à la ville de Winnipeg.

La plus grande partie des travaux de construction effectués dans le domaine du transport au cours de l'année comprend des installations de 230 kV dans le Nord du Manitoba. Ces lignes sont destinées à relier au réseau les collectivités du Nord et à fournir l'énergie électrique nécessaire à l'aménagement de la station de conversion de Henday et de la centrale électrogène de Limestone.

L'Office national de l'énergie a accordé à l'Hydro-Manitoba une licence l'autorisant à construire une deuxième ligne de transport internationale de 230 kV qui partira de la sous-station de Ridgeway, aménagée près de Winnipeg, jusqu'à la frontière américaine (Minnesota), près de Sprague (Man.). Grâce à ces installations qui ont été mises en service vers la fin de 1976,

TABLEAU 6

DÉPENSES D'INVESTISSEMENTS DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ (en millions de dollars)

	Construction					Total
	Production	Transport/ Distribution	Autres structures	Sous- total ¹	Machines/ Équipement ²	
1965	397	331	28	756	193	948
1966	468	296	23	786	356	1 142
1967	561	325	29	916	382	1 298
1968	493	332	64	889	443	1 332
1969	478	305	72	856	484	1 340
1970	581	449	28	1 057	554	1 610
1971	572	472	36	1 079	668	1 747
1972	636	449	50	1 135	619	1 754
1973	926	502	71	1 499	695	2 194
1974 (révisé)	1 049	598	53	1 700	1 054	2 753
1975	1 446	929	90	2 465	1 436	3 901
1976 (estimation)	—	—	—	2 926	1 436	4 362
1977 (estimation)	—	—	—	3 695	1 682	5 377

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des chiffres.

¹ Publication n° 57-202, Statistique Canada, Statistiques sur l'énergie électrique pour les années 1965-1975; Publication n° 61-205, Statistique Canada pour les années 1976 et 1977.

² Publication n° 57-202, Statistique Canada pour les années 1965-1967 et 1972-1975; Annuaire du Canada, 1968-1970; Publication n° 61-205, pour les années 1976 et 1977.

—: non disponible.

An agreement relating to a third interconnection with the United States was signed with Northern States Power Company (Minneapolis, Minn.) and an application for the related export permit was submitted to the National Energy Board. This interconnection will be made via a 500 kV transmission line extending from the Winnipeg area to Minneapolis, which is scheduled for service in 1980.

Manitoba's total load increased 2.5 per cent from the previous year because of the growth in the southern system load. Residential and farm demand showed an increase of 9.9 per cent over 1975 chiefly attributable to an increase in the number of customers, and commercial consumption increased by 6.1 per cent. The apparent 5.3 per cent decrease in industrial demand is attributed to a decline in mining activity.

In-province generation was 14.0 TWH, down 5.5 per cent from that of 1975. Hydro generation of 12.7 TWH represented 91 per cent of total generation compared with 14.3 TWH (96.8 per cent of total) in 1975. The drop in hydro production was due to low water flows and was partially compensated by thermal production which increased from 0.5 TWH in 1975 to 1.3 TWH in 1976.

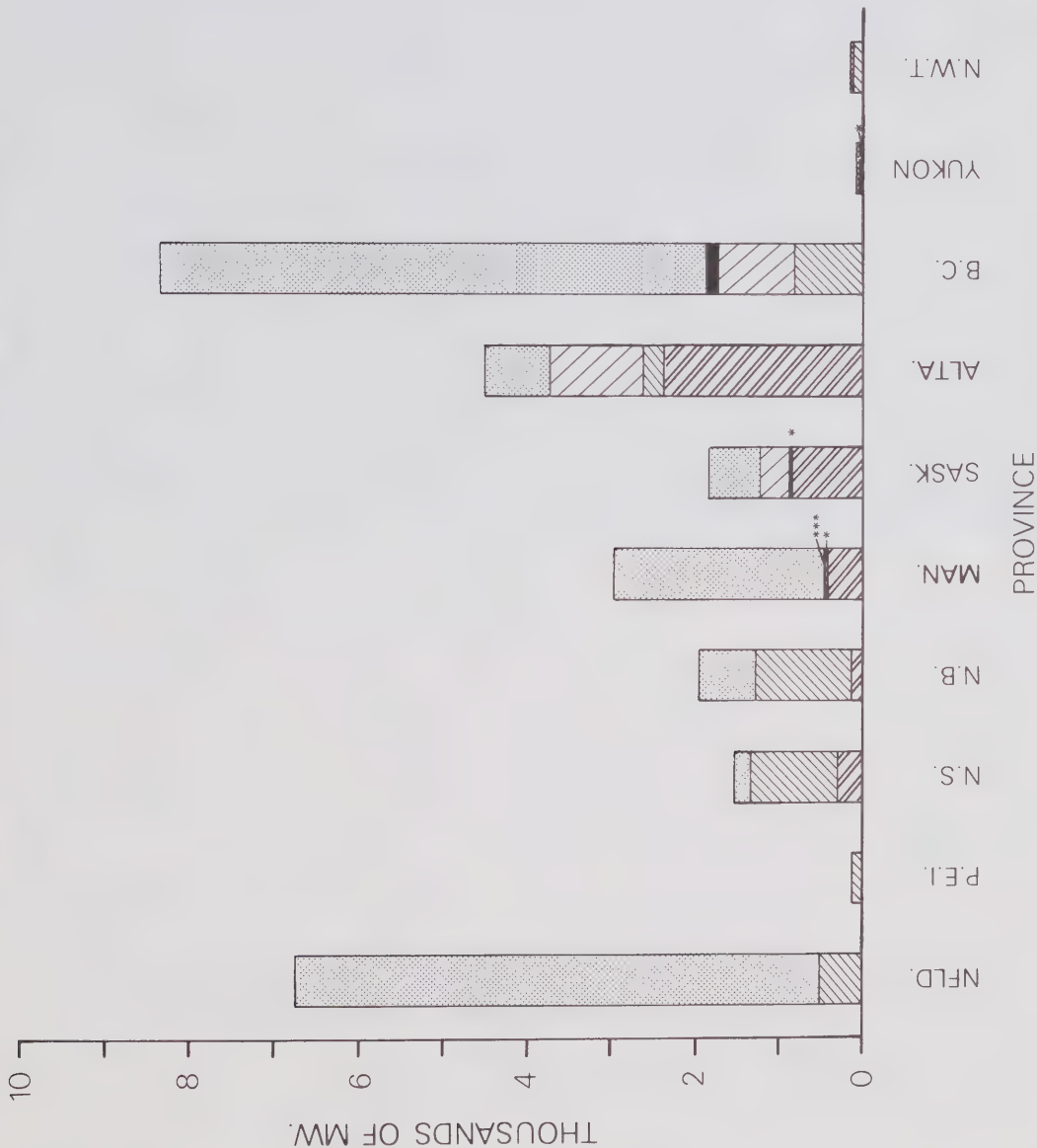
L'Hydro-Manitoba exportera de l'énergie interruptible et de la puissance à court terme à la *Minnesota Power and Light* et cette interconnexion procurera au réseau de précieux avantages, notamment dans les cas de rupture des approvisionnements en provenance du Nord (fleuve Nelson, etc.).

L'Hydro-Manitoba a conclu avec la *Northern States Power Company* (Minneapolis, Min.) un accord relatif à une troisième interconnexion avec les États-Unis. Elle a d'ailleurs présenté à l'Office national de l'énergie une demande de licence d'exportation. La mise en service de cette interconnexion, assurée par une ligne de transport de 500 kV qui reliera la région de Winnipeg à Minneapolis, est prévue pour 1980.

Au Manitoba, la puissance appelée totale a augmenté de 2,5% par rapport à l'année précédente, à cause de la croissance de la consommation dans le réseau méridional. En effet, la demande résidentielle et agricole a augmenté de 9,9% par rapport à 1975; ce phénomène est surtout attribuable à l'augmentation du nombre de consommateurs. La consommation du secteur commercial a pour sa part augmenté de 6,1% et la baisse apparente de 5,3% enregistrée dans le secteur industriel est imputable à un ralentissement de l'activité minière.

ELECTRIC POWER PLANT CAPACITY BY PRINCIPAL FUEL TYPES

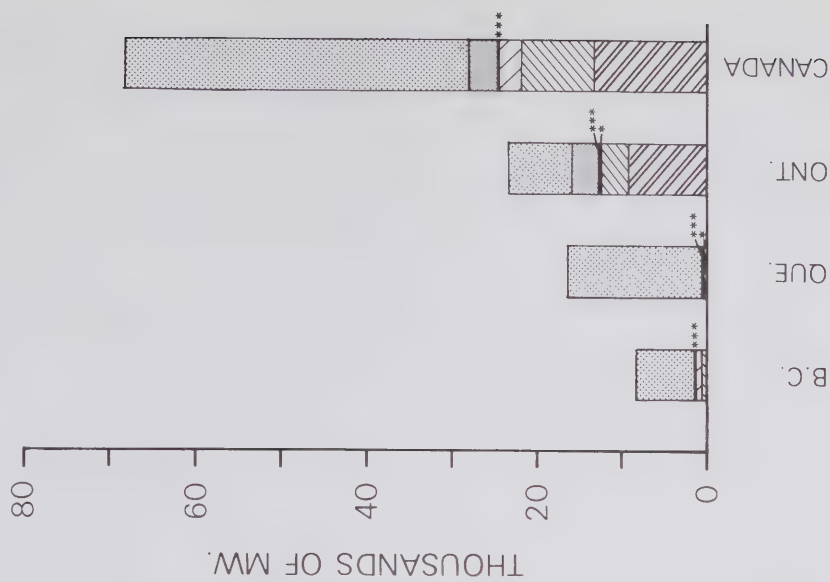
1976



Growth of installed generating capacity 1915-1980, showing the comparative contributions to the total by hydro generation and thermal genera-



Growth of installed generating capacity 1915-1980, showing the comparative contributions to the total by hydro generation and thermal genera-

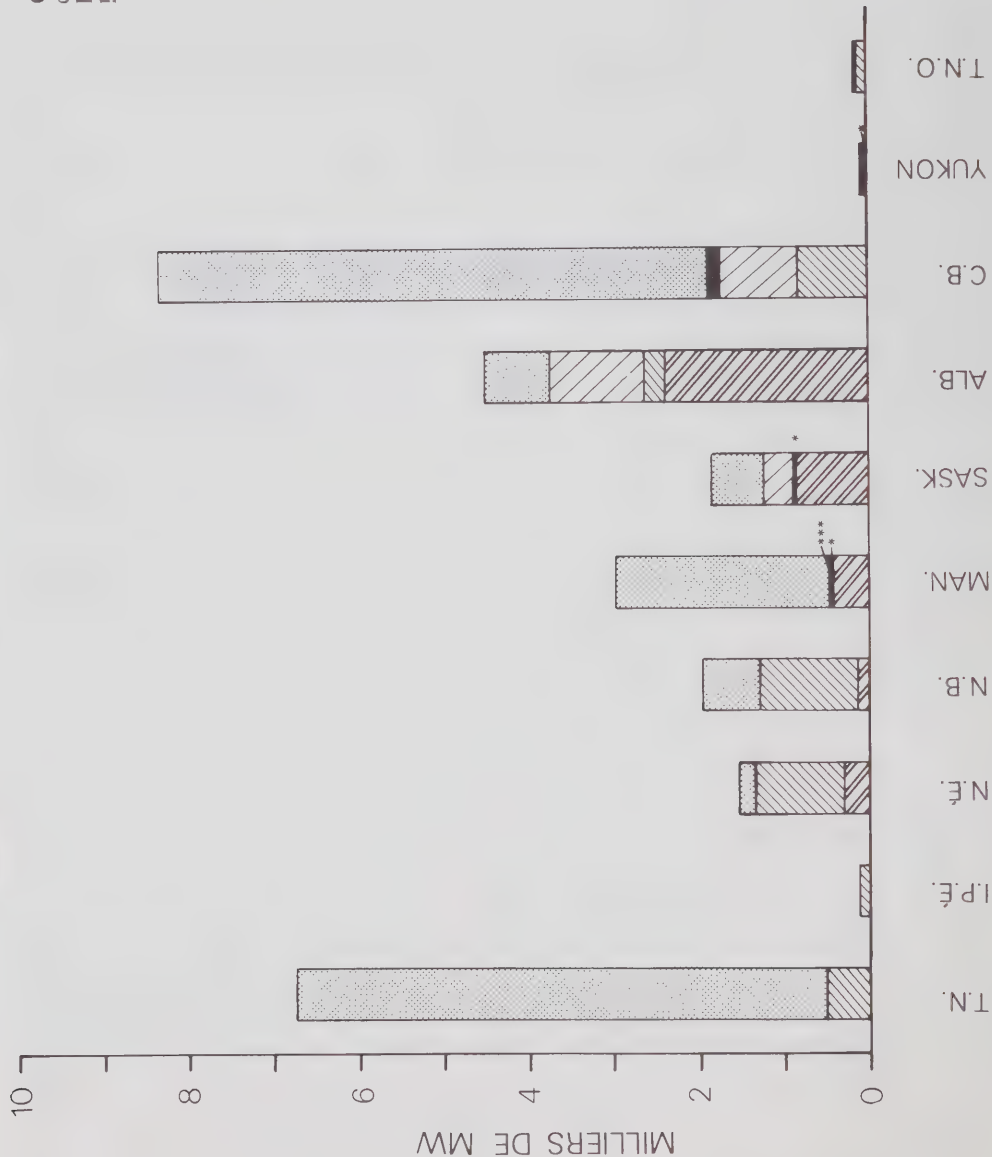


PUISSANCE DES CENTRALES ÉLECTRIQUES PAR TYPE DE COMBUSTIBLE

1976



Croissance de la puissance installée, 1915-80;
comparaison des contributions de la production
hydro-électrique et de la production thermique à
la production totale.



PROVINCE

Croissance de la puissance installée, 1915-80;
comparaison des contributions de la production
hydro-électrique et de la production thermique à



Commissioning of the first 300 MW coal fuelled steam unit is expected in 1979 at Saskatchewan Power's Poplar River project/On prévoit que la mise en service d'une génératrice de 300 MW, alimentée au charbon, aura lieu en 1979 au barrage de la rivière Poplar, de la Saskatchewan Power.

Saskatchewan

There were no generation additions in Saskatchewan in 1976. Of the energy generated within the province, 67.2 per cent came from thermal power stations and 32.8 per cent from hydro.

Total load increased 4.5 per cent over the previous year. This is lower than expected growth and is attributed to a zero growth in potash production, a decline in pipeline pumping and mild weather. However a 3.5 per cent decline in industrial usage was more than offset by increases in the other categories. Sales to residential and farm customers increased by 5.3 per cent due in part to a 3.3 per cent increase in the total number of customers, and commercial consumption increased by 4.1 per cent.

Saskatchewan Power Corporation forecasts an annual load growth over the next five years of 6.6 per cent for net system energy requirements anticipating industrial expansion, increased use of electricity for space heating and normal growth in customer sales categories.

Future plans for new generation capacity include a 300 MW lignite-fired unit at Boundary Dam in 1977 to be followed in 1979 by the first 300 MW unit at the Poplar River lignite-fired plant near Coronach in south-central Saskatchewan. Transmission developments linked to new generation will include the construction of several 230 kV lines.

Alberta

In 1976, Calgary Power completed four major construction phases at the Sundance coal fired thermal station on Lake Wabamum, viz. a 1,200 acre cooling pond commissioned late in 1975; conversion of the ash disposal system from a slurry to a dry-haul system enabling collection of both bottom ash and fly ash; and construction of the 750 MW (2-375 MW units) addition was finalized with number 3 unit having been commissioned in 1976 and number 4 scheduled for service in early 1977. Construction is in progress for two additional 375 MW units (Nos. 5 and 6) scheduled for commissioning in 1978 and 1980.

Planning for development of a major thermal station and mine in the Camrose-Riley area was postponed indefinitely and consequently, application was made to the Energy Resources Conservation Board of Alberta

La production intérieure a atteint 14 TWh, soit une diminution de 5,5% en regard du niveau de 1975. Les centrales hydro-électriques, avec leurs 12,7 TWh, ont fourni 91% de la production totale comparativement à 14,3 TWh (96,6% du total) en 1975. Cette baisse de la production hydro-électrique, attribuable au faible débit des eaux, a été compensée par un accroissement de la production thermique qui est passée de 0,5 TWh en 1975 à 1,3 TWh en 1976.

Saskatchewan

La capacité de production de la province n'a subi aucune addition en 1976. Les centrales thermiques ont fourni 67,2% de l'énergie produite dans la province et les centrales hydro-électriques, 32,8%.

La puissance appelée n'a augmenté que de 4,5% par rapport à 1975. Cette augmentation inférieure aux prévisions est attribuable à la croissance nulle du secteur de la production de potasse, la diminution du pompage des pipe-lines et la clémence du temps. Toutefois, la baisse de 3,5% de la consommation du secteur industriel a été plus que compensée par les augmentations dans les autres secteurs. En effet, les ventes d'énergie aux consommateurs résidentiels et agricoles ont fait un bond de 5,3%, croissance en partie imputable à une augmentation de 3,3% du nombre total de consommateurs et à un accroissement de 4,1% de la consommation du secteur commercial.

Prévoyant une expansion industrielle, un accroissement de l'utilisation de l'électricité pour le chauffage des locaux et une croissance normale des ventes aux consommateurs, la *Saskatchewan Power Corporation* estime que la puissance requise pour les besoins énergétiques de tout le réseau augmentera de 6,6% annuellement au cours des cinq prochaines années.

Les futurs projets concernant les nouvelles puissances de production comprennent un groupe de 300 MW au lignite à Boundary Dam en 1977 suivi, en 1979, de l'installation du premier groupe de 300 MW à la centrale thermique au lignite de Poplar River, près de Coronach, dans le Centre-Sud de la Saskatchewan. Dans le domaine du transport, les réalisations liées à une nouvelle production comprendront la construction de plusieurs lignes de 230 kV.

TABLE 7
UTILITY FINANCIAL STRUCTURE (%)

	1960		1965		1970		1974		1975	
	Debt ¹	Equity ²	Debt ¹	Equity ²	Debt ¹	Equity ²	Debt ¹	Equity ²	Debt ¹	Equity ²
Newfoundland	58	42	70	30	82	18	82	18	81	19
Prince Edward Island	45	55	58	42	45	55	56	44	58	42
Nova Scotia	58	42	69	31	77	23	103	-3	101	-1
New Brunswick	92	8	89	11	88	12	89	11	91	9
Quebec	61	39	79	21	74	26	74	26	75	25
Ontario	64	36	63	37	66	34	70	30	74	26
Manitoba	90	10	91	9	93	7	96	4	96	4
Saskatchewan	97	3	90	10	81	19	74	26	70	30
Alberta	60	40	57	43	56	44	54	46	53	47
British Columbia	70	30	89	11	94	6	93	7	94	6
Northwest Territories, Yukon	91	9	71	29	77	23	84	16	99	1
Canada	67	33	74	26	75	25	77	23	79	21

¹ Long term plus short term debt.

² Total of capital plus reserves and surplus.

for approval to construct a plant in the Keephills area, six miles southeast of the existing Sundance development, which will be fueled by extending the neighbouring Highvale mine.

Demand for coal from Calgary Power's mining operations increased 11 per cent over 1975 with a further 22 per cent increase expected in 1977 to fuel the Sundance and Wabamun thermal plants.

Applications were filed by Calgary Power in 1976 for 62 miles of 69 kV, 42 miles of 138 kV and 214 miles of 240 kV transmission lines, but the transmission line construction program was greatly reduced because of unexpected increases in required lead times; thus only 89 miles of 240 kV and 6.5 miles of 138 kV were commissioned.

Alberta Power Limited has applied to the E.R.C.B. for authorization of a two unit 750 MW coal fired power station at Sheerness, some 18 miles southeast of Hanna. This proposed "mine-mouth" station would come into service in the early to mid-1980's with the second unit to follow a few years later, depending upon provincial load growth and overall power development in Alberta.

At Alberta Power's existing Battle River thermal station, electrostatic precipitators were installed on the two original 30 MW units (installed in 1956 and 1964). Construction of the fifth unit at Battle River is scheduled to commence in June 1977; this 375 MW unit is scheduled for service in 1981 and will be the largest unit in Alberta Power's system.

Alberta

En 1976, la *Calgary Power* a franchi quatre étapes importantes dans la construction d'une centrale thermique au charbon à Sundance, près du lac Wabamun: c'est-à-dire la mise en service d'un bassin de refroidissement de 1 200 acres vers la fin de 1975; la conversion du système d'élimination des cendres à l'état liquide en un système d'élimination à l'état sec permettant la récupération des cendres volantes et de fond de réservoir; l'achèvement de la construction d'une addition de 750 MW (2 groupes de 375 MW) dont le groupe n° 3 a été mis en service en 1976 tandis que le groupe n° 4 doit l'être au début de 1977. On construit actuellement deux groupes additionnels de 375 MW (n°s 5 et 6) dont les mises en service sont planifiées pour 1978 et 1980.

La planification et l'aménagement d'une grande centrale thermo-électrique et d'une mine dans la région de Camrose — Riley ont été annulés indéfiniment et on a par conséquent demandé à l'*Energy Resources Conservation Board* (ERCB) de l'Alberta la permission de construire une centrale dans la région de Keephills, à 6 milles au sud-est de l'aménagement actuel de Sundance. Cette centrale sera alimentée par le charbon de la mine avoisinante de Highvale.

La demande de charbon extrait dans les mines de la *Calgary Power* a augmenté de 11% par rapport à 1975 et devrait augmenter à nouveau de 22% en 1977 en vue d'alimenter les centrales thermiques de Sundance et de Wabamun.

TABLEAU 7
ÉTAT FINANCIER DES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ (%)

	1960		1965		1970		1974		1975	
	Passif ¹	Actif ²	Passif ¹	Actif ²	Passif ¹	Actif ²	Passif ¹	Actif ²	Passif ¹	Actif ²
Terre-Neuve	58	42	70	30	82	18	82	18	81	19
Île-du-Prince-Édouard	45	55	58	42	45	55	56	44	58	42
Nouvelle-Écosse	58	42	69	31	77	23	103	-3	101	-1
Nouveau-Brunswick	92	8	89	11	88	12	89	11	91	9
Québec	61	39	79	21	74	26	74	26	75	25
Ontario	64	36	63	37	66	34	70	30	74	26
Manitoba	90	10	91	9	93	7	96	4	96	4
Saskatchewan	97	3	90	10	81	19	74	26	70	30
Alberta	60	40	57	43	56	44	54	46	53	47
Colombie-Britannique	70	30	89	11	94	6	93	7	94	6
Territoires du Nord-Ouest et Yukon	91	9	71	29	77	23	84	16	99	1
Canada	67	33	74	26	75	25	77	23	79	21

¹ Passif total: dettes à long et à court terme.

² Actif total: réserves plus capital et surplus.

An agreement between Alberta Power and Manalta Coal Limited for the mining and delivery of coal to the Battle River thermal station was completed. This arrangement is pursuant to an earlier 1975 agreement whereby Alberta Power agreed to purchase Manalta coal leases within a five mile radius of the plant and to assume ownership of a dragline that will be erected in 1977.

Edmonton Power added a 165 MW gas fired unit to its Clover Bar thermal station and construction is continuing to add a fourth unit of the same size in 1978.

Increases in the cost of natural gas, the fuel used for both the Rosedale and Clover Bay generating stations, has led to Edmonton Power adopting a policy of purchasing lower cost energy when available from the provincial grid, e.g. during off-peak hours.

Alberta Power completed a 175-mile 240 kV transmission line from its Mitsuie substation near Lesser Slave Lake to a terminal station adjacent to Mildred Lake approximately 23 miles north of Fort McMurray, with a 144 kV extension to Fort McMurray; thereby connecting the oil sands area to the interconnected provincial (Alberta) grid and supplanting some 25 MW of isolated local generation at Fort McMurray.

About 2.5 miles to the west of the Alberta Power substation at Mildred Lake, AEC Power Ltd. (a subsidiary of Alberta Energy Corporation and Calgary Power Ltd.) is constructing a 260 MW thermal generating station to supply power and process heat to the

En 1976, la *Calgary Power* a déposé des demandes en vue d'obtenir l'autorisation de construire des lignes de 69 kV (62 milles), de 138 kV (42 milles) et de 240 kV (214 milles) mais le programme de construction de lignes de transport a été considérablement réduit à cause des prolongements imprévus des délais de démarrage requis. Par conséquent, la *Calgary Power* n'a mis en service qu'une ligne de 240 kV (89 milles) et une autre de 138 kV (6,5 milles).

L'*Alberta Power Limited* a demandé à l'ERCB la permission de construire une centrale au charbon composée de deux groupes de 750 MW à Sheerness, environ 18 milles au sud-est de Hanna. On prévoit que cette centrale de base pourrait être mise en service entre 1980 et 1985 et qu'un deuxième groupe le serait quelques années plus tard; tout dépendra du taux de croissance de la puissance appelée intérieure et de l'évolution globale des réalisations énergétiques en Alberta.

A la centrale thermique de Battle River appartenant à l'*Alberta Power*, deux précipitateurs électrostatiques ont été montés sur les deux premiers groupes de 30 MW (installés en 1956 et 1964). La construction d'un cinquième groupe doit commencer en juin 1977 à la centrale de Battle River; ce groupe de 375 MW devrait être mis en service en 1981 et constituera le groupe le plus important du réseau de l'*Alberta Power*.

L'*Alberta Power* et la *Manalta Coal Limited* ont passé un accord concernant l'extraction et la livraison de charbon à la centrale thermique de Battle River. Cet arrangement fait suite à une entente précédente conclue en 1975 selon laquelle l'*Alberta Power* consentait



View of the 1200-acre cooling pond commissioned in December 1975 to service Calgary Power's Sundance coal-fired plant/Vue d'un bassin de refroidissement de 1 200 acres, mis en service en décembre 1975 et qui desservira la centrale thermique Sundance, alimentée au charbon, de la Calgary Power

nearby Syncrude Oil Sands mining and refining project. This plant, which will contain one 60 MW condensing unit, three 50 per cent MW back pressure units and two 25 MW gas turbines (with waste heat recovery) will be interconnected with the Alberta grid via a double circuit 72 kV link to the Alberta Power 240 kV transmission line noted above.

Load growth in 1976 was 6.8 per cent. Energy demand by sector showed increases over the previous year in residential, commercial and industrial categories of 6.4 per cent, 9 per cent and 8.5 per cent respectively. Over 87 per cent of electrical supply was generated in coal (58 per cent) or gas (29 per cent) fueled thermal plants.

British Columbia

British Columbia derived over 95 per cent of its electricity needs from hydro generation in 1976. Current planning indicates that hydro development will continue through the year 2000 with thermal generation becoming important by the mid-1980's. Coal, an abundant resource in British Columbia, will become the principal fuel source with the advent of larger thermal stations. B.C. Hydro is currently planning the development of a substantial lignite deposit at Hat Creek in central British Columbia and is tentatively planning a 2000 MW thermal station at that location.

The third and fourth units of the four-unit 500 MW Kootenay Canal hydro station (nameplate ratings 4 x 139.3 MW, 5,572 MW total) were commissioned in 1976.

à acheter des concessions de charbon dans un rayon de 5 milles de la centrale et à acquérir un matériel de dragline qui sera érigé en 1977.

L'*Alberta Power* a terminé la construction d'une ligne de transport de 144 kV s'étendant sur 175 milles jusqu'à Fort McMurray et reliant cette région au réseau provincial interconnecté (Alberta); cette ligne sera portée à 240 kV en 1977.

L'*Edmonton Power* a ajouté un groupe au gaz de 165 MW à sa centrale thermique de Clover Bar et poursuit ses travaux de construction en vue d'y ajouter un quatrième groupe de même puissance en 1978.

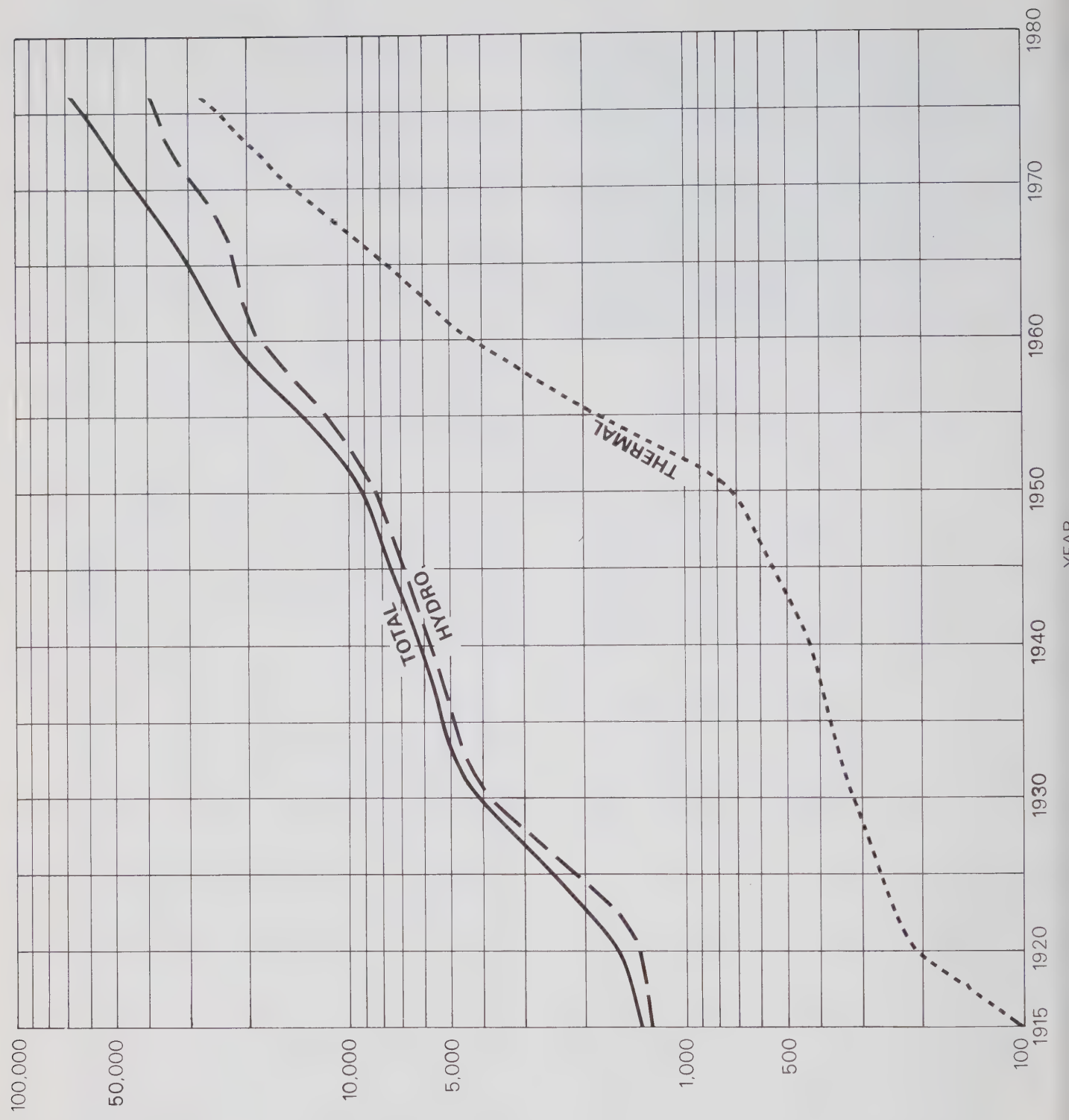
La hausse des coûts du gaz naturel qui alimente les centrales de Rosedale et de Clover Bar a forcé l'*Edmonton Power* à acheter de l'énergie à meilleur marché lorsqu'elle est disponible sur le réseau provincial, c'est-à-dire pendant les heures creuses.

En 1976, la puissance appelée a augmenté de 6,8%. La demande d'énergie des secteurs résidentiel, commercial et industriel a augmenté respectivement de 6,4%, 9,0% et 8,5% par rapport à l'année précédente. Plus de 87% des approvisionnements en électricité proviennent de centrales thermiques au charbon (58%) ou au gaz (29%).

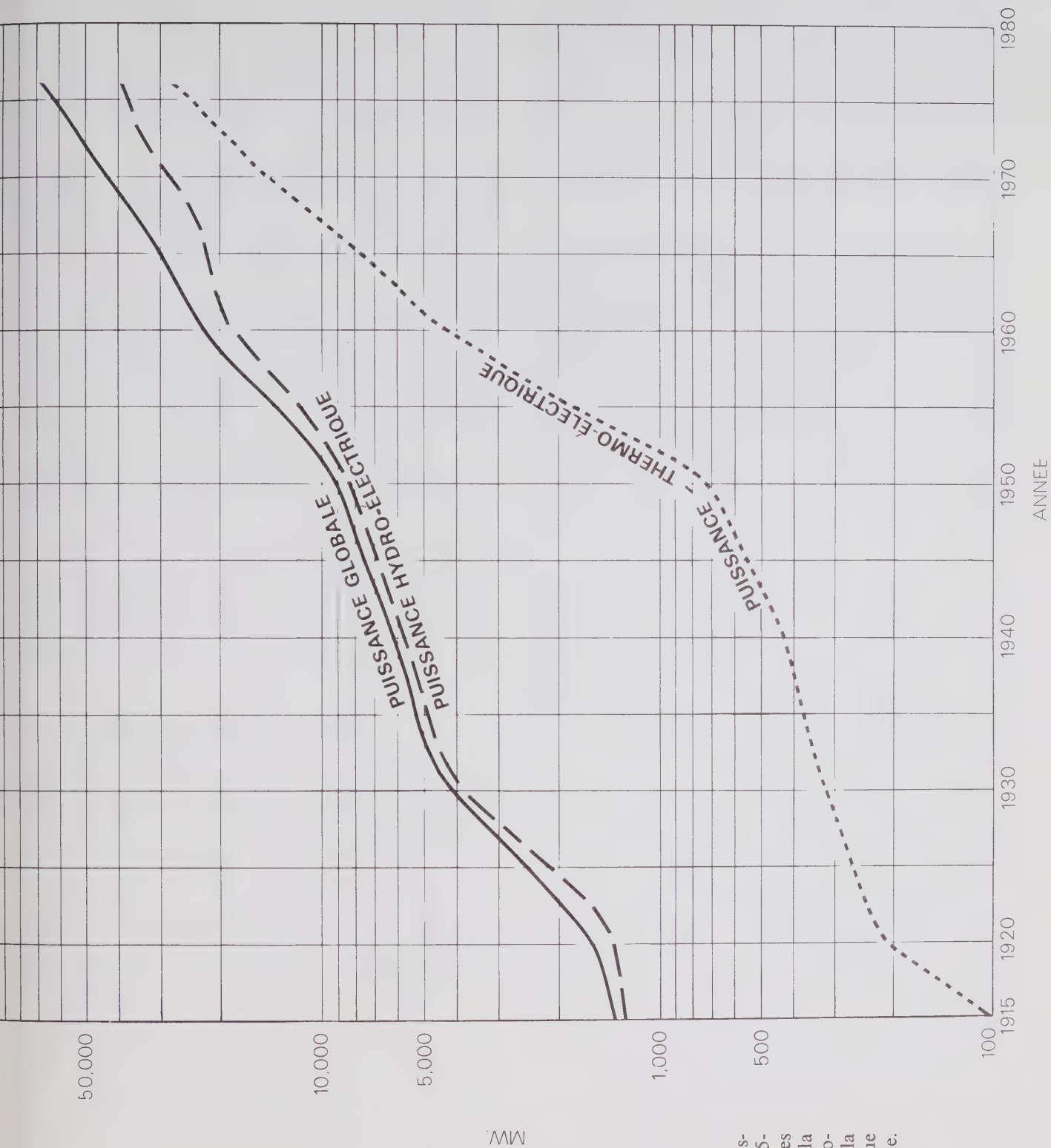
A environ 2,5 milles à l'ouest de la sous-station de l'*Alberta Power*, à Mildred Lake, l'*AEC Power Ltd.* (filiale de l'*Alberta Energy Corporation* et de la *Calgary Power Ltd.*) construit actuellement une centrale thermique de 260 MW destinée à fournir l'énergie et la chaleur industrielle nécessaires au projet d'extraction et de raffinage des sables bitumineux de la *Syncrude*. Cette centrale, comprenant un groupe à condensation de -60 MW, trois groupes à arrière-pression de 50 MW et deux turbines à gaz de -25 MW (munis d'un dispositif de récupération de la chaleur résiduelle), sera connectée au réseau de l'Alberta grâce à la ligne de transport de 240 kV appartenant à l'*Alberta Power Limited* dont il a été question précédemment.

Colombie-Britannique

En 1976, la production hydro-électrique de la Colombie-Britannique a répondu à plus de 95% des besoins en électricité de cette province. Les projets envisagés actuellement indiquent que l'accroissement du potentiel hydro-électrique se poursuivra au delà de l'an 2000 et que la production des centrales thermiques deviendra plus importante vers le milieu des années 80. Le charbon, que l'on trouve en abondance dans cette province,



Growth of installed generating capacity 1915-1976, showing the comparative contributions to the total by Hydro generation and thermal generation.



Croissance de la puissance installée, 1915-76; comparaison des contributions de la production hydro-électrique et de la production thermique à la production totale.

The first two of four 435 MW units scheduled for installation in the underground power station at the Mica Dam on the Columbia River were commissioned toward the end of the year. Units 3 and 4 are scheduled for service in 1977; two additional units will be installed after 1978 as required.

Addition to thermal capacity in 1976 was limited to a 53.9 MW gas turbine unit at the Keogh station near Port Hardy.

On the Peace River, construction of the Site I hydro project downstream of the Portage Mountain station, is continuing according to schedule. This plant is to have four 175 MW units, with first power expected in 1979. Units 3 and 4 are scheduled for service in 1980.

Construction is underway at the Seven Mile hydro site on the Pend d'Oreille River. The diversion tunnel has been completed and by year end construction of the main access road was nearing completion. Three of the four 202 MW units planned for this development are scheduled for service in 1980. The fourth unit will be installed at a later date in accordance with need.

Plans for another major hydro development on the Columbia River at Revelstoke are well advanced. Licence authorization was granted in the fall of 1976 and tenders for the diversion tunnel and access roads were called to close in January 1977. This station will have an initial installation of four 450 MW units with first power scheduled for 1983; two additional units may be added at a later date when warranted by system requirements.

Major transmission developments in 1976 by B.C. Hydro included completion of the system's second 500 kV receiving station, the Meridian substation, near Port Coquitlam. The facility will provide for delivery of power from Mica to the 230 kV network in the Vancouver area. The two-line 500 kV Mica transmission facility will be completed by 1978. West Kootenay Power and Light Company added 28 miles of 230 kV transmission line between Kelowna and Vernon during 1976; this line has been connected for initial use at 138 kV and will be energized at 230 kV in 1977, upon completion of terminal facilities.

deviendra la principale source de combustible lorsque de plus grosses centrales thermiques seront aménagées. La *B.C. Hydro* envisage actuellement la mise en exploitation d'un grand gisement de lignite à Hat Creek, au Centre de la Colombie-Britannique, et considère, en guise d'essai, un projet de construction d'une centrale thermique de 2 000 MW à cet endroit.

Les deux derniers de quatre groupes de la centrale hydro-électrique de 500 MW du canal Kootenay (puissance nominale: 4 x 139,3 MW, soit 557,2 MW au total) ont été mis en service cette année.

Les deux premiers des quatre groupes de 435 MW, devant être installés dans la centrale souterraine, au barrage Mica le long du fleuve Columbia, ont été mis en service vers la fin de l'année et les groupes 3 et 4 doivent l'être en 1977. Si nécessaire, deux groupes supplémentaires seront installés après 1978.

En 1976, la seule addition à la capacité de production thermique a été le groupe de turbines à gaz de 53,9 MW à la centrale de Keogh près de Port Hardy.

Sur la rivière de la Paix, les travaux d'aménagement du projet hydro-électrique site n° 1, en aval de la centrale de Portage Mountain, progressent selon les prévisions. Cette centrale comprendra quatre groupes de 175 MW; la production débutera en 1979 et les groupes 3 et 4 entreront en service en 1980.

En ce qui concerne l'aménagement hydro-électrique Seven Mile, sur la rivière Pend d'Oreille, les travaux vont bon train. La construction d'un tunnel de dérivation est terminée et, vers la fin de l'année, la principale voie d'accès à cette centrale était presque achevée. Trois des quatre groupes de 202 MW prévus pour cette centrale doivent être mis en service en 1980. Le dernier ne sera installé que lorsque le besoin se fera sentir.

Les plans d'un autre aménagement hydro-électrique important sur le fleuve Columbia, à Revelstoke, sont bien avancés. L'octroi d'une licence a été autorisé à l'automne de 1976 et les entrepreneurs ont jusqu'en janvier 1977 pour présenter leurs soumissions en vue de la construction du tunnel de dérivation et des voies d'accès. Cette centrale comprendra au départ quatre groupes de 450 MW dont la production débutera en 1983; deux groupes additionnels pourront être ajoutés par la suite si les besoins du réseau les réclament.

Parmi les progrès accomplis dans le domaine du transport par la *B.C. Hydro* en 1976, mentionnons la mise en place d'une deuxième station de réception de 500

TABLE 8
CAPITAL EXPENDITURES * BY REGION — 1974-1977
MILLIONS OF DOLLARS

Provinces and Regions	Actual 1974	% of Total	Actual 1975	% of Total	Preliminary 1976	% of Total	Intentions 1977	% of Total
Newfoundland	77.4		76.2		165.8		108.1	
Prince Edward Island	2.4		3.9		6.5		3.5	
Nova Scotia	54.9		94		130.9		178.2	
New Brunswick	129.5		203.1		239		294.8	
Total Atlantic	264.2	8.8	377.2	8.9	542.2	11.6	584.6	10.2
Quebec	647	21.5	1121.8	26.5	1321.1	28.3	2176.4	38
Ontario	1041.3	34.6	1370.5	32.4	1336.7	28.7	1310.2	22.9
Manitoba	278.9		358.9		389.7		337.3	
Saskatchewan	41.9		85.6		121.2		161.7	
Alberta	231.6		282.9		331.4		328.7	
Total Prairie	552.4	18.3	727.4	17.2	842.3	18.1	827.7	14.5
British Columbia	458.4		599.5		595.1		796.5	
Yukon and Northwest Territories	49		39.4	15.1	22.7	13.3	28.6	
Total B.C. and North	507.4	16.8	638.9		617.8		825.1	14.4
Canada	3012.3	100	4235.8	100	4660.1	100	5724	100
Electric Power	2753.2		3957.1		4362.5		5377.4	
Subtotal Misc. Utilities (above) .	3012.3		4235.8		4660.1		5724	
% Electric Power of Total	91.4		93.4		93.6		93.9	

Source: Statistics Canada Private & Public Investment in Canada Outlook 1977, Cat. 61-205.

*Capital Expenditures by electric power utilities are not available on a regional basis. A reasonable indicator is the total for Miscellaneous Utilities — over 90% of which (on a national basis) is the electric power component.

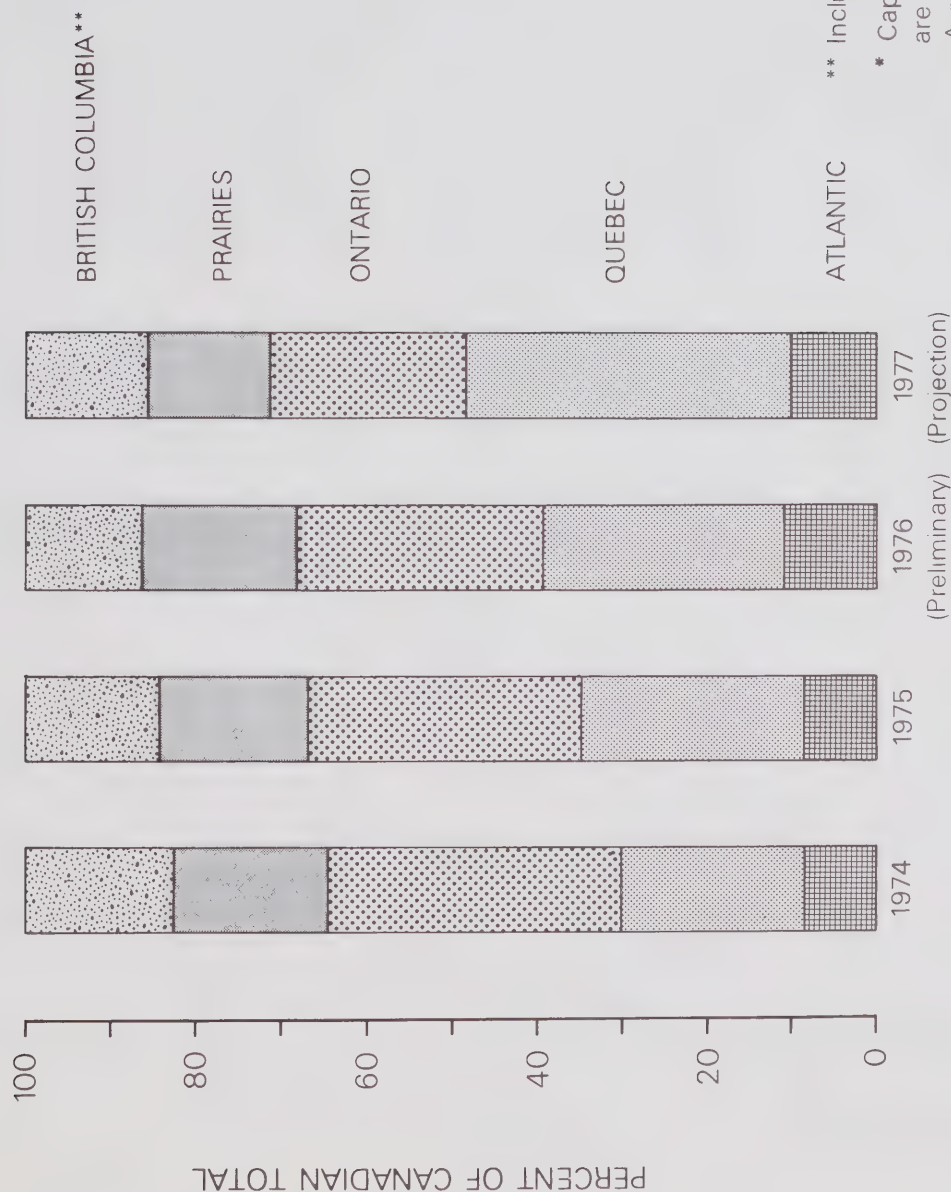
TABLEAU 8
IMMOBILISATIONS PAR RÉGION* — 1974-1977
MILLIONS DE DOLLARS

Provinces et Régions	Réelles 1974	% du total	Réelles 1975	% du total	Provisaires 1976	% du total	Projetées 1977	% du total
Terre-Neuve	77.4		76.2		165.8		108.1	
Île-du-Prince-Édouard	2.4		3.9		6.5		3.5	
Nouvelle-Écosse	54.9		94		130.9		178.2	
Nouveau-Brunswick	129.5		203.1		239		294.8	
Total Atlantique	264.2	8.8	377.2	8.9	542.2	11.6	584.6	10.2
Québec	647	21.5	1121.8	26.5	1321.1	28.3	2176.4	38
Ontario	1041.3	34.6	1370.5	32.4	1336.7	28.7	1310.2	22.9
Manitoba	278.9		358.9		389.7		337.3	
Saskatchewan	41.9		85.6		121.2		161.7	
Alberta	231.6		282.9		331.4		328.7	
Total Prairie	552.4	18.3	727.4	17.2	842.3	18.1	827.7	14.5
Colombie-Britannique	458.4		599.5		595.1		796.5	
Yukon et T.N.-O.	49		39.4	15.1	22.7	13.3	28.6	
Total de la Colombie- Britannique et du Nord	507.4	16.8	638.9		617.8		825.1	14.4
Canada	3012.3	100	4235.8	100	4660.1	100	5724	100
Énergie électrique	2753.2		3957.1		4362.5		5377.4	
Total partiel — services d'utilité publique divers (ci dessus) ..	3012.3		4235.8		4660.1		5724	
Électricité en % du total	91.4		93.4		93.6		93.9	

Source: Investissements privés et publics au Canada, Perspective 1977. N° de catalogue 61-205

*Nous ne disposons pas de chiffres concernant les dépenses d'investissement engagées par les services publics d'électricité dans chaque région. Nous utiliserons plutôt le total des dépenses engagées par l'ensemble d'utilité publique divers, dans lesquelles l'énergie électrique intervient pour plus de 90% (à l'échelle nationale).

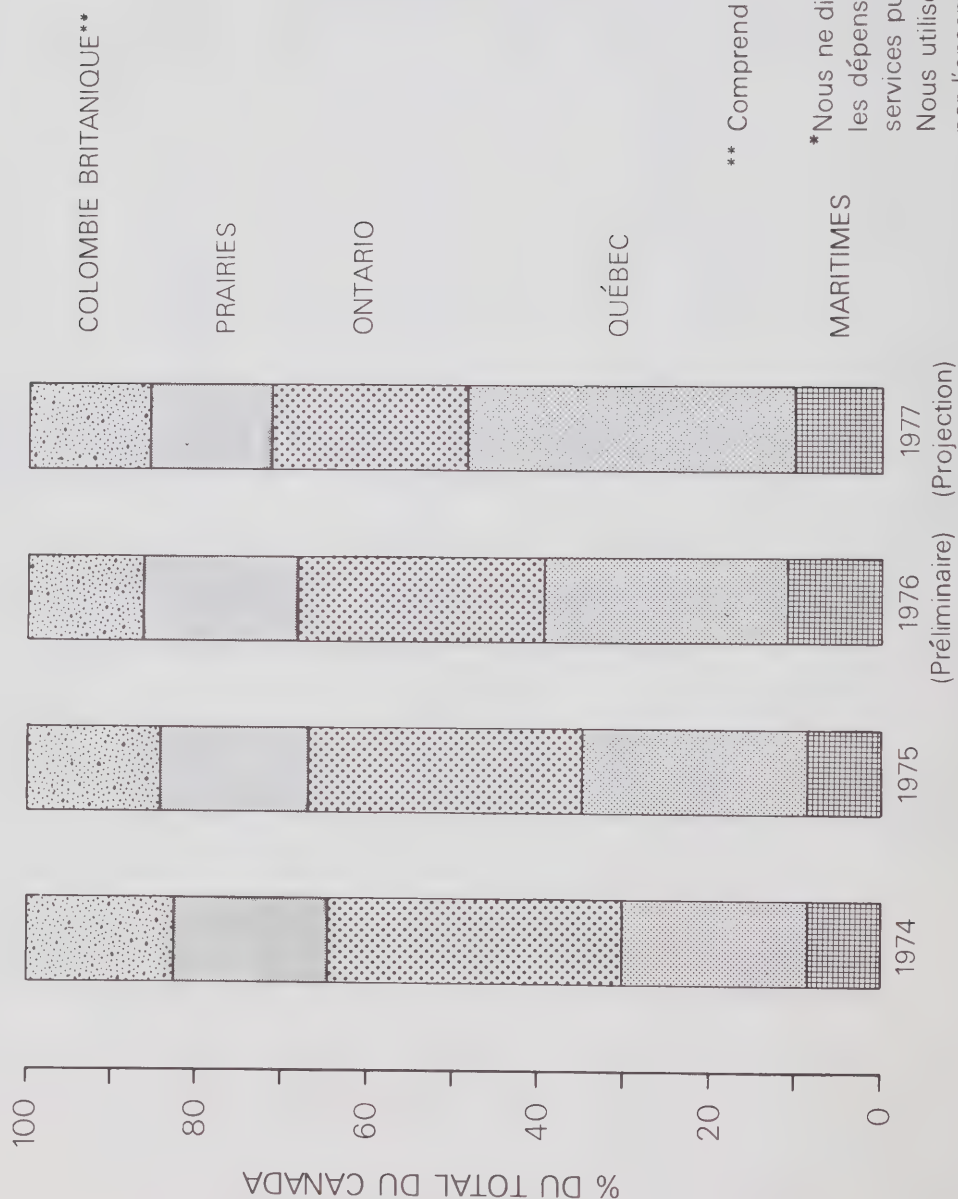
CAPITAL INVESTMENT BY ELECTRIC UTILITIES* BY REGION AS PERCENTAGE OF CANADIAN TOTAL 1974 - 1977



** Includes YUKON and NORTHWEST TERRITORIES

* Capital Expenditures by electric power utilities are not available on a regional basis. A reasonable Indicator is the total for Miscellaneous Utilities (Stats.Can. 61-205) over 90% of which (on a national basis) is the electric power component.

IMMOBILISATIONS VENTILÉES PAR SERVICE D'ÉLECTRICITÉ*, PAR RÉGION ET EXPRIMÉES EN % DU TOTAL CANADIEN 1974 - 1977



** Comprend le YUKON et les TERRITOIRES du NORD-OUEST

* Nous ne disposons pas de chiffres concernant les dépenses d'investissement engagées par les services publics d'électricité dans chaque région. Nous utiliserons plutôt le total dépenses engagées par l'ensemble d'utilité publique divers (Stats.Can. 61-205) dans lesquelles l'énergie électrique intervient pour plus de 90% à l'échelle nationale.

At year end, work was close to completion on an expansion of the high voltage direct current (HVDC) underwater link between the mainland and Vancouver Island. The first stage of a second pole, planned for commercial service in the spring of 1977, will have a nominal rating of 140 kV, 1320 amps (184.8 MW), and a winter rating of 1700 amps (238 MW). Thyristor valves are being used for the new additions and a second valve group will increase the rating to 280 kV in 1978. The additions will operate in conjunction with existing mercury arc valve equipment rated 260 kV, 1200 amps (312 MW).

Total electrical energy demand in B.C. increased by 11.9 per cent from the previous year. This appears to be chiefly due to increasing industrial demand (18.9 per cent) and to a lesser extent to increases in both residential (9.1 per cent) and commercial (7.7 per cent) consumption over the same period in 1975.

Some 8.6 per cent of total generation in B.C. (3.3 TWH) was exported. Over 86 per cent of the export was to the United States through existing interconnections with the Bonneville Power Authority; the remainder (approximately 1.1 per cent of generation) was transferred to Alberta via the existing (138 kV) Crowsnest interconnection.

Yukon and Northwest Territories

Major additions to generating capacity in the Northwest Territories included the commissioning of two 5 MW hydro units at Snare Forks. Diesel installations by the Northern Canada Power Commission added 13.5 MW of new capacity, of which 95 per cent represented additions in the Northwest Territories. Future hydro developments in the Yukon and Northwest Territories have been suspended pending a reassessment of short term needs. In 1977, the N.C.P.C. expects to have two 100 kW packaged gas turbine units available for emergency use at smaller plants over its entire service area. A 2,500 kW gas turbine unit will also become available for the same function at larger plants. The addition of 2,500 kW of diesel capacity is scheduled for the Northwest Territories during 1977.

kV, soit la sous-station de Meridian près de Port Coquitlam. Cette installation permettra d'acheminer l'énergie produite à la centrale de Mica vers le réseau de 230 kV de la région de Vancouver. La ligne de transport double de 500 kV de Mica sera terminée d'ici 1978. La *West Kootenay Power and Light Company* a ajouté une ligne de 230 kV (28 milles) entre Kelowna et Vernon en 1976; d'abord alimentée avec un courant de 138 kV, cette ligne sera portée à 230 kV en 1977, lorsque la construction du terminal sera achevée.

A la fin de l'année, les travaux d'expansion de la ligne sous-marine de transport en courant continu sous haute tension (CCHT) devant relier le continent à l'île Vancouver étaient presque terminés. La première tranche de production du deuxième pôle, dont la mise en service commerciale est planifiée pour le printemps de 1977, aura une puissance nominale de 140 kV, soit 1 320 ampères (184,8 MW) et une puissance de 1 700 ampères en hiver (238 MW). Des lampes thyristor sont utilisées pour les nouvelles additions et un deuxième groupe de lampes portera la puissance nominale à 280 kV en 1978. Les additions fonctionneront de concert avec les lampes à vapeur de mercure actuellement en place, dont la capacité nominale est de 260 kV, soit 1 200 ampères (312 MW).

En Colombie-Britannique, la demande totale d'énergie électrique a augmenté de 11,9% par rapport à l'année précédente. Il semble que cette croissance soit principalement attribuable à l'augmentation de la demande du secteur industriel (18,9%) et, dans une moindre mesure, à la hausse de la consommation des secteurs résidentiel (9,1%) et commercial (7,7%) au cours de la même période en 1975.

La province exporte environ 8,6% de sa production totale (3,3 TWh). Plus de 86% de ses exportations sont acheminées aux États-Unis grâce à une interconnexion avec la *Bonneville Power Authority*; le reste (environ 1,1% de la production) est envoyé en Alberta au moyen de l'interconnexion (138 kV) de Crowsnest.

Yukon et Territoires du Nord-Ouest

Les principales additions à la capacité de production des Territoires du Nord-Ouest comprennent la mise en service de deux groupes hydro-électriques de 5 MW à Snare Forks. L'installation de groupes au Diesel par la *Northern Canada Power Commission* (NCPC) a augmenté la capacité de 13,5 MW, dont 95% représentent des additions dans les Territoires du Nord-Ouest. Les projets d'aménagements hydro-électriques dans le

Transmission construction in 1976 included 10 miles of 115 kV line to connect the Snare Forks plant to the Snare system and completion of a portion of the 34.5 kV loop at Yellowknife. In the Yukon Territory, a 34.5 kV line to Marsh Lake was completed and two reactors were added to the Whitehorse system for power factor correction.

In the Northwest Territories, electric energy utilization increased by approximately 2.9 per cent over the previous year. In the Yukon Territory energy consumption decreased by 10.1 per cent as a result of a 24.8 per cent decrease in industrial (mining) consumption caused by labour unrest; this reduction was partially offset by increases in the residential and commercial categories of 14.5 per cent and 2.9 per cent respectively.

RESEARCH AND DEVELOPMENT

The increased pressures of costs for capital additions and for operation of electrical systems provides strong incentive to employ innovative approaches. Carefully selected research and development provides a basis for such innovation. As noted in last year's report several utilities, notably Ontario Hydro and Hydro Quebec have been undertaking extensive R & D programs for a considerable period of time. Saskatchewan Power Corporation also has a Research & Development Centre and B.C. Hydro has recently established the nucleus of a Research Division.

The Canadian Electrical Association (C.E.A.) has continued to operate its R & D program. This program was expanded in 1976 with the contribution of an additional \$1.5 million from C.E.A. members and the federal government. While modest in size compared with in-house research and development, mainly by the larger utilities, of approximately \$40 million per year, the C.E.A. program provides a basis for coordination of R & D efforts by all Canadian utilities and minimization of duplication. C.E.A. also maintains liaison with international R & D programs so that its own program can be channelled to produce optimum results for Canadian utilities.

Yukon et les Territoires du Nord-Ouest ont été interrompus en attendant que soient réévalués les besoins à court terme. En 1977, la NCPC compte disposer de deux groupes portatifs de turbines à gaz de 100 kV qui pourront être utilisés en cas d'urgence dans les petites centrales de la région qu'elle dessert. Un groupe de turbines à gaz de 2 500 kV sera aussi utilisé pour les mêmes fins dans les plus grosses centrales. On prévoit d'ajouter une capacité de production au Diesel de 2 500 kV dans les Territoires du Nord-Ouest en 1977.

Les travaux de construction dans le secteur du transport comprennent une ligne de 115 kV (10 milles) reliant la centrale de Snare Forks au réseau de Snare et l'achèvement d'une partie de la ligne d'évitement de 34,5 kV à Yellowknife. Au Yukon, la ligne de 34,5 kV, qui va jusqu'au lac Marsh, est maintenant terminée et deux réacteurs destinés à corriger le facteur de puissance ont été ajoutés au réseau de Whitehorse.

Dans les Territoires du Nord-Ouest, la consommation de l'énergie électrique a augmenté d'environ 2,9% par rapport à l'année précédente. Au Yukon, la consommation a diminué de 10,1% à la suite de la baisse de 24,8% de la consommation industrielle (secteur minier) provoquée par l'agitation ouvrière. Les augmentations respectives de 14,5% et de 2,9% des secteurs résidentiel et commercial ont en partie compensé cette diminution de la consommation.

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Les pressions croissantes exercées par les coûts des rajouts immobiliers et d'exploitation des réseaux électriques incitent fortement les sociétés à adopter des approches innovatrices. La recherche et le développement, qui font l'objet d'un choix judicieux, servent de base à des innovations. Comme il a été signalé dans le rapport de l'an dernier, plusieurs services publics, particulièrement l'Hydro-Ontario et l'Hydro-Québec, s'emploient activement à des travaux de recherche et de développement depuis un bon moment. La *Saskatchewan Power Corporation* possède aussi un Centre de recherche et de développement et la *B.C. Hydro* a récemment créé le noyau d'une Division de la recherche.

L'Association canadienne de l'électricité (ACE) a poursuivi son programme de recherche et de développement. Les ressources de ce programme ont été accrues en 1976, grâce à un apport de 1,5 million de dollars de la part des membres de l'ACE et du gouvernement fédéral. Même s'il est modeste comparativement au travail de recherche et de développement qui s'effectue au sein des

TABLE 9
ELECTRICAL ENERGY MADE AVAILABLE FOR USE IN CANADA
SECTOR DEMAND — MWh

	Canada	Nfld	P.E.I.	N.S.	N.B.	Quebec	Ontario	Manitoba	Sask.	Alberta	B.C.	Yukon	N.W.T.
Residential													
1976	67,167,498	1,333,995	207,943	1,784,557	2,005,373	24,239,314	20,369,717	3,774,616	2,353,666	3,628,098	7,354,844	72,237	43,138
1975	59,575,920	1,152,010	194,517	1,682,828	1,633,103	19,737,427	19,281,752	3,417,004	2,234,916	3,408,274	6,741,120	63,068	29,901
% Change	12.7	15.8	6.9	6.0	22.8	22.8	5.6	10.5	5.3	6.4	9.1	14.5	44.3
Commercial													
1976	78,405,795	1,005,883	199,704	1,535,721	2,169,078	22,293,899	29,235,769	3,822,032	2,190,428	7,446,493	8,361,736	92,051	53,001
1975	72,729,032	902,467	184,174	1,411,968	1,603,602	20,086,898	28,086,866	3,600,952	2,104,360	6,831,302	7,762,024	89,446	64,973
% Change	7.8	11.5	8.4	8.8	35.3	11.0	4.1	6.1	4.1	9.0	7.7	2.9	-18.4
Industrial													
1976	97,236,079	3,983,109	—	1,976,871	2,186,966	36,091,813	26,418,352	3,338,354	1,847,900	3,358,822	17,732,919	121,487	179,486
1975	95,635,464	**	—	1,793,227	2,537,195	39,957,080	24,915,666	3,526,133	1,915,255	3,096,821	14,919,062	161,653	174,466
% Change	1.7	—	—	10.2	-13.8	-9.7	6.0	-5.3	-3.5	8.5	18.9	24.8	2.9
Total Available													
1976	284,078,206	7,085,651	444,989	6,035,598	7,540,170	94,218,713	95,934,601	12,235,912	7,378,443	16,092,511	36,438,557	306,626	366,435
1975	265,233,965	6,135,169	418,644	5,662,279	6,710,708	89,754,706	89,144,720	12,010,756	7,050,165	15,074,112	32,575,423	341,197	356,086
% Change	7.1	15.5	6.3	6.6	12.4	5.0	7.6	1.9	4.7	6.8	11.9	-10.1	2.9

**Not Available

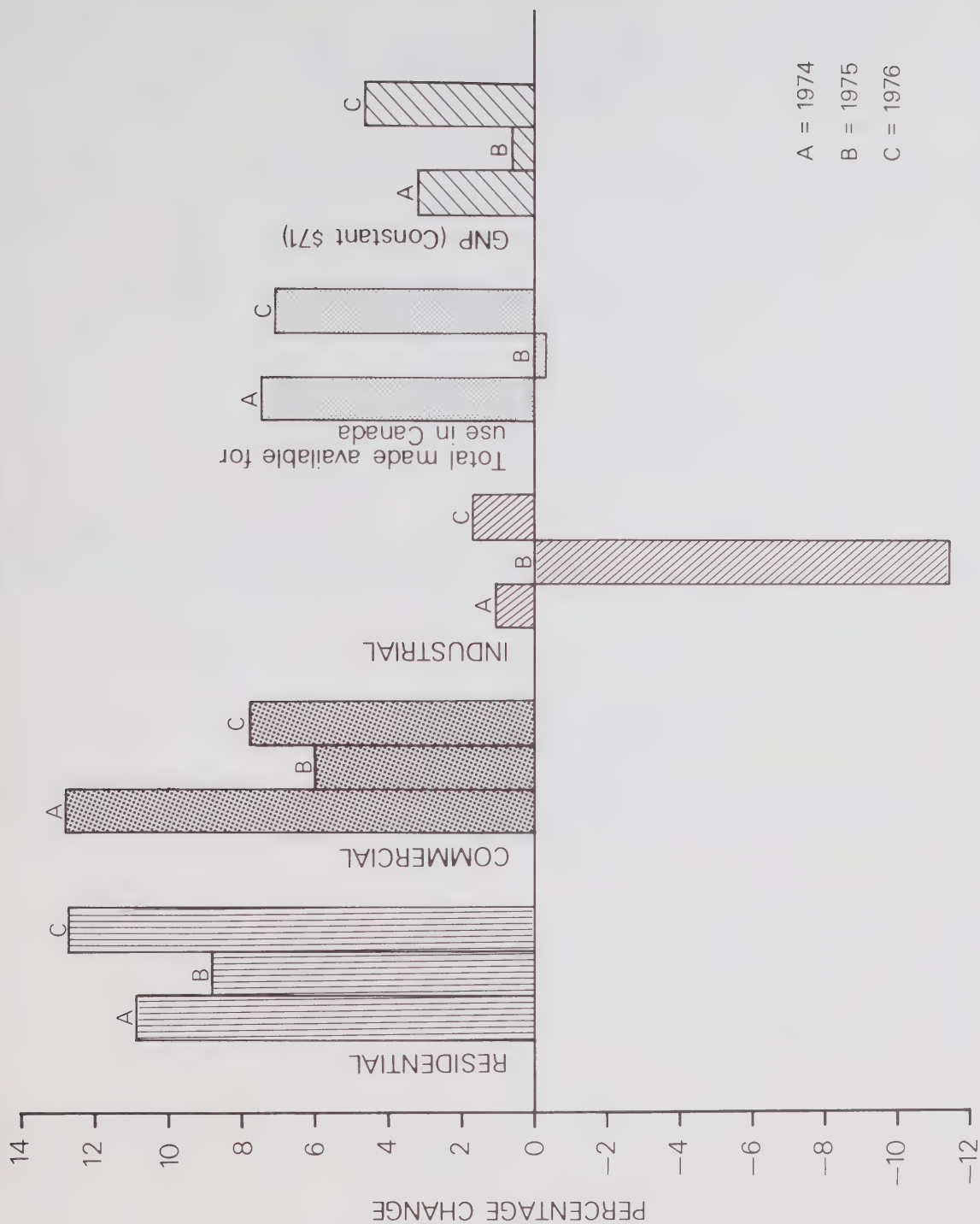
TABLEAU 9
ÉLECTRICITÉ TOTALE DISPONIBLE POUR FINS DE CONSOMMATION AU CANADA
MILLIARDS DE kWh.

	Canada	Terre-Neuve	Î.-P.-É	Nouvelle-Écosse	Nouveau-Brunswick	Québec	Ontario	Manitoba	Saskatchewan	Alberta	Colombie-Britannique	Yukon	T. N.-O.
Residentiel													
1976	67 167 498	1 333 995	207 943	1 784 557	2 005 373	24 239 314	20 369 717	3 774 616	2 353 666	3 628 098	7 354 844	72 237	43 138
1975	59 575 920	1 152 010	194 517	1 682 828	1 633 103	19 737 427	19 281 752	3 417 004	2 234 916	3 408 274	6 741 120	63 068	29 901
% Changement	12.7	15.8	6.9	6.0	22.8	22.8	5.6	10.5	5.3	6.4	9.1	14.5	44.3
Commercial													
1976	78 405 795	1 005 883	199 704	1 535 721	2 169 078	22 293 899	29 235 769	3 822 032	2 190 428	7 446 493	8 361 736	92 051	53 001
1975	72 729 032	902 467	184 174	1 411 968	1 603 602	20 086 898	28 086 866	3 600 952	2 104 360	6 831 302	7 762 024	89 446	64 973
% Changement	7.8	11.5	8.4	8.8	35.3	11.0	4.1	6.1	4.1	9.0	7.7	2.9	-18.4
Industriel													
1976	97 236 079	3 983 109	—	1 976 871	2 186 966	36 091 813	26 418 352	3 338 354	1 847 900	3 358 822	17 732 919	121 487	179 486
1975	95 635 464	**	—	1 793 227	2 537 195	39 957 080	24 915 666	3 526 133	1 915 255	3 096 821	14 919 062	161 653	174 466
% Changement	1.7	—	—	10.2	-13.8	-9.7	6.0	-5.3	-3.5	8.5	18.9	24.8	2.9
Total disponible													
1976	284 078 206	7 085 651	444 989	6 035 598	7 540 170	94 218 713	95 934 601	12 235 912	7 378 443	16 092 511	36 438 557	306 626	366 435
1975	265 233 965	6 135 169	418 644	5 662 279	6 710 708	89 754 706	89 144 720	12 010 756	7 050 165	15 074 112	32 575 423	341 197	356 086
% Changement	7.1	15.5	6.3	6.6	12.4	5.0	7.6	1.9	4.7	6.8	11.9	-10.1	2.9

**Pas disponible

COMPARISON OF SECTOR GROWTH RATES

1974 - 1976



COMPARAISON DES TAUX DE CROISSANCE PAR SECTEUR

1974 - 1976

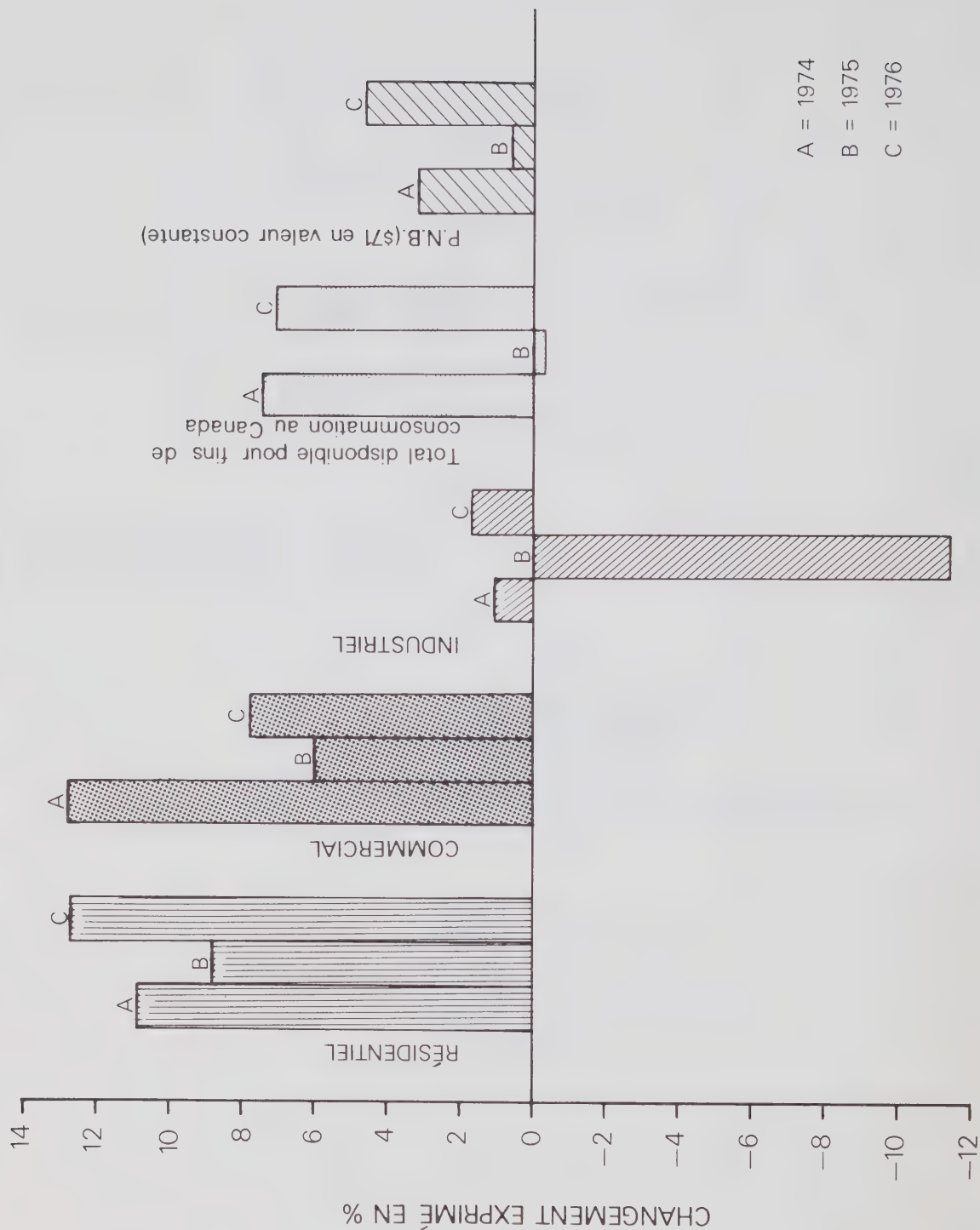


TABLE 10
AVERAGE COST OF ELECTRICITY BY PROVINCE — 1964-1975
(\$/1000 kWh)
CURRENT DOLLARS

Province	1964	1966	1968	1970	1972	1974	1975
Newfoundland	10.3	10.9	9.3	10.0	10.9	12.5	13.7
Prince Edward Island	34.6	31.4	29.3	27.9	29.6	37.3	40.6
Nova Scotia	19.6	19.4	19.4	18.8	18.0	20.3	24.6
New Brunswick	17.5	15.4	14.9	15.6	15.2	16.4	18.5
Quebec	8.2	8.0	9.3	9.8	9.9	10.6	12.7
Ontario	9.9	9.7	10.1	10.9	11.8	13.7	15.6
Manitoba	9.7	10.7	11.0	11.0	10.4	11.6	14.1
Saskatchewan	22.6	19.7	18.6	17.4	16.3	15.8	17.7
Alberta	17.5	16.4	15.8	15.2	14.6	16.6	19.6
British Columbia	13.8	11.8	12.2	13.2	12.7	14.1	16.2
Yukon				22.4	24.0	25.6	27.3
Northwest Territories				24.8	32.2	35.5	40.0
Canada	10.6	10.3	10.9	11.4	11.7	13.1	15.3

¹ Source: Table 6 — Energy Sales by Category of Service
Electric Power Statistics (Stat. Can. Cat. 57-202)

TABLEAU 10
PRIX DE REVIENT MOYEN DE L'ÉLECTRICITÉ PAR PROVINCE — 1964-1975
DOLLARS COURANTS
(\$/1000 kWh)

Province	1964	1966	1968	1970	1972	1974	1975
Terre-Neuve	10.3	10.9	9.3	10.0	10.9	12.5	13.7
Île-du-Prince-Édouard	34.6	31.4	29.3	27.9	29.6	37.3	40.6
Nouvelle-Écosse	19.6	19.4	19.4	18.8	18.0	20.3	24.6
Nouveau-Brunswick	17.5	15.4	14.9	15.6	15.2	16.4	18.5
Québec	8.2	8.0	9.3	9.8	9.9	10.6	12.7
Ontario	9.9	9.7	10.1	10.9	11.8	13.7	15.6
Manitoba	9.7	10.7	11.0	11.0	10.4	11.6	14.1
Saskatchewan	22.6	19.7	18.6	17.4	16.3	15.8	17.7
Alberta	17.5	16.4	15.8	15.2	14.6	16.6	19.6
Colombie-Britannique	13.8	11.8	12.2	13.2	12.7	14.1	16.2
Yukon							
Territoires du Nord-Ouest							
Canada	10.6	10.3	10.9	11.4	11.7	13.1	15.3

1. Source: Tableau 6 — Ventes d'énergie par catégorie de services
Statistique de l'énergie électrique (Statistique Canada n° de catalogue 57-202)

PRICING OF ELECTRICITY

Spurred in part by the substantial upward adjustment of electricity prices and the prospects of future increases there has been a greatly expanded interest in rates and the pricing mechanism. Pricing is perceived as being an incentive for conservation, and thus a means of reducing the need for new capacity with consequent reduction of environmental impact and demand for capital, an opportunity to redistribute income and an essential component in optimizing economic efficiency in the allocation of resources. However, it is unlikely that all of these objectives can be achieved simultaneously.

Historically, the main concerns have been that electricity pricing should produce adequate (but not excessive) revenue for the electric utility and that revenues derived from different customer classes should fairly reflect the costs incurred by the utility in providing service for each class. Consideration has also been given, in the development of rate structures, to the existence of several distinguishable cost components such as capacity (kilowatt) costs associated with peak demand, energy (kilowatt hour) costs, and fixed customer service costs (e.g. metering, billing). In some instances, inclusion of specific demand and energy components in a rate structure depends on whether or not the cost of demand metering can be justified for small use customers. Even if specific measurement of these separate components is not economic there has been an attempt to develop rates that reflect this underlying philosophy and the cost components, at least for the class as a whole if not for individual customers.

grands services publics (environ 40 millions de dollars par année), le programme de l'ACE jette les bases d'une coordination des travaux de recherche et de développement réalisés par tous les services publics canadiens et minimise aussi le chevauchement des travaux. L'ACE assure aussi une liaison avec les programmes internationaux de recherche et de développement, ainsi son programme peut-il être orienté de manière à fournir le maximum de résultats aux services publics canadiens.

ÉTABLISSEMENT DES PRIX DE L'ÉLECTRICITÉ

En raison du relèvement des prix de l'électricité et des perspectives de hausses prochaines, on s'est fortement intéressé aux tarifs et au mécanisme de l'établissement des prix. On considère que l'établissement des prix encourage fortement les économies d'énergie, qu'il permet de réduire le besoin de nouvelles centrales minimisant par conséquent les répercussions sur l'environnement et la demande de capitaux; de plus, il constitue un excellent moyen de redistribution du revenu et contribue pour une large part dans le rendement économique de la répartition des ressources. Cependant, il est peu probable que tous ces objectifs puissent être atteints en même temps.

Par le passé, on était surtout préoccupé par le fait que les prix de l'électricité devaient assurer au service public d'électricité un revenu suffisant (sans être excessif) et que les revenus tirés des différentes classes de consommateurs devaient refléter fidèlement les coûts engagés par le service public pour chaque classe. On a aussi attaché de l'importance, dans l'élaboration des structures tarifaires, à l'existence de plusieurs composantes distinctes dans les coûts, notamment les coûts de la puissance (kilowatt) liés à la demande de pointe, les coûts énergétiques (kilowatt-heure), et les coûts fixes des services aux clients (par exemple: le comptage et la facturation). Pour déterminer si la structure tarifaire comprend des composantes particulières en matière de demande et d'énergie, il faut établir dans certains cas si les coûts de comptage de la demande peuvent être justifiés dans le cas des petits consommateurs. Même si une évaluation précise de ces différents éléments n'est pas économique, on s'est efforcé d'établir des tarifs qui font ressortir cette philosophie fondamentale et les composantes des coûts, du moins pour

In addition to the cost components noted above, increasing attention is now being given to time varying costs and the concept of 'time of use' principles in rate structures. Such rates would reflect the fact that the marginal cost of generating an additional kilowatt hour or of meeting an additional kilowatt of demand varies from time to time on a daily, weekly and seasonal basis. This is well recognized in the dispatching operation of a utility system which seeks to add increments of generation that have the lowest incremental (or marginal) cost. It is argued that the inclusion of marginal cost information in the rate structure would provide better information for more intelligent decision by customers thus leading to a utilization pattern for certain uses of electricity that avoids the higher priced peak load periods in favour of lower priced off peak consumption.

However, establishment of an appropriate pricing structure is not as simple as superficial consideration may suggest. As well as separating charges into demand and energy components, time of use pricing emphasizes complexity and cost in the metering and control of customer loads which outweigh the benefits to the customer or to the system as a whole. Time of use pricing must reflect not only the variation of short run operating costs of generating plant in current service but must accurately indicate likely cost changes as further additions are made to a system — some of which may be in response to changes in customer demand pattern resulting from 'time of use' rate structures.

Whatever solutions are adopted for rate design they are likely to include greater consideration of the underlying system costs, including time varying costs, and there will be significant variations in rate structures to reflect the mix of generation and transmission characteristics of different systems. Decisions on conservation measures, on selection of the most appropriate form of energy for a particular end use and on the time of use for loads which can be deferred, can all be made more efficiently if the price structure conveys supply costs as accurately as possible.

l'ensemble d'une classe de consommateurs, faute de pouvoir le faire au niveau des individus.

En plus des éléments des coûts susmentionnés, on a tenu compte, dans l'élaboration des structures tarifaires, des coûts variables avec le temps et du concept des «heures d'utilisation». Ces tarifs doivent faire ressortir le fait que le coût marginal de production d'un kilowatt-heure additionnel ou que le coût nécessaire pour répondre à une demande d'un kilowatt supplémentaire varie d'une journée, d'une semaine ou d'une saison à l'autre. Ce principe se conçoit bien dans les activités de répartition sur le réseau d'un service public qui cherche l'augmentation de la production au plus faible coût additionnel (ou marginal) possible. On prétend que l'insertion des données sur les coûts marginaux dans la structure des tarifs fournirait au consommateur de meilleurs renseignements et lui permettrait de prendre des décisions plus judicieuses. Le consommateur adopterait un régime lui permettant d'éviter certains usages de l'électricité pendant les heures de pointe à prix élevés, et favorisant plutôt la consommation pendant les heures creuses à prix plus bas.

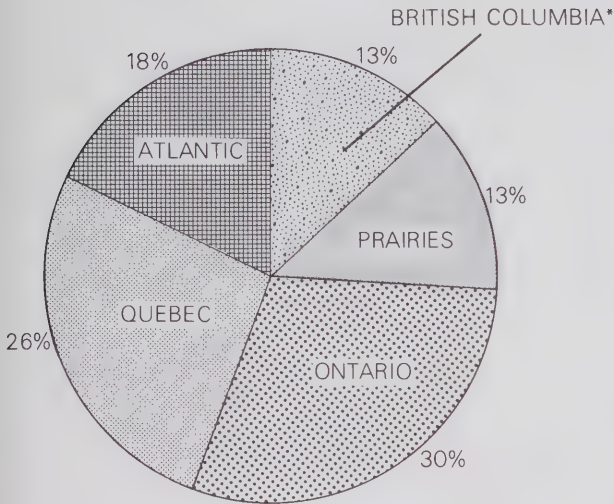
Cependant, l'établissement d'une structure de prix appropriée n'est pas aussi simple que pourrait le laisser croire une étude superficielle. Tout comme la répartition des frais en composantes d'énergie et de demande, l'établissement du prix en fonction des heures d'utilisation peut augmenter la complexité et le coût du comptage et du contrôle de la puissance fournie au consommateur. Il est même possible que l'ampleur de ces coûts supplante les avantages que pourraient en retirer le consommateur ou l'ensemble du réseau. L'établissement du prix en fonction des heures d'utilisation doit non seulement traduire les dépenses engagées à court terme dans l'utilisation de l'équipement de production en service courant mais aussi prévoir exactement les variations probables des coûts au fur et à mesure que d'autres additions seront apportées au réseau. Certaines modifications des coûts peuvent faire suite aux changements, survenus dans le régime de consommation, et qui découlent de la structure tarifaire établie en fonction des heures d'utilisation.

Quelles que soient les solutions adoptées, il faudra vraisemblablement prêter une plus grande attention aux coûts sous-jacents du réseau notamment aux coûts variables avec le temps. Les différences entre les caractéristiques de production et de transport de divers réseaux se traduiront par des variations notables dans les structures tarifaires. La prise de décisions concernant les mesures de conservation de l'énergie, le choix des sources d'énergie convenant le mieux à une application,

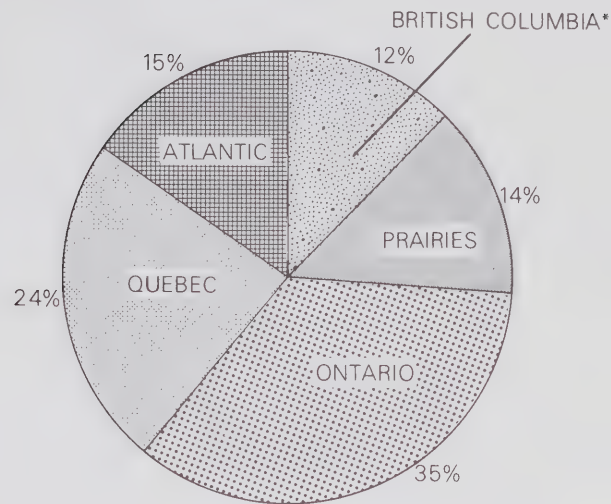
ELECTRICAL POWER PLANTS

1976

PROVINCIAL ENERGY GENERATION
AS PERCENT OF CANADIAN TOTAL



PROVINCIAL CAPACITY
AS PERCENT OF CANADIAN TOTAL



* Includes YUKON and NORTHWEST TERRITORIES.

PRICE INDICES

The cost of adding new facilities to electric utility systems is now reflected in a Statistics Canada series of price indices covering most major items of capital expenditure with the exception of nuclear generation. A monthly series covering the following major components is now published: Distributing Systems; Transmission Lines; Transformer Stations; Hydro Electric Generating Stations; and Steam Electric (Fossil) Generating Stations.

The curve below showing the trend in price index between 1966 and 1976 illustrates clearly the accelerating trend in prices during the last few years, although the very steep rate of increase experienced in 1973 to 1975 has somewhat diminished. The average rate of increase in cost has been 7.6 per cent per annum compounded from 1966 to 1976 but between 1972 and 1975, inclusive, the annual rate was 11.3 per cent.

et les heures d'utilisation de la puissance qui peuvent être reportées, sera plus efficace si la structure des prix reflète aussi exactement que possible les coûts des approvisionnements.

INDICES DES PRIX

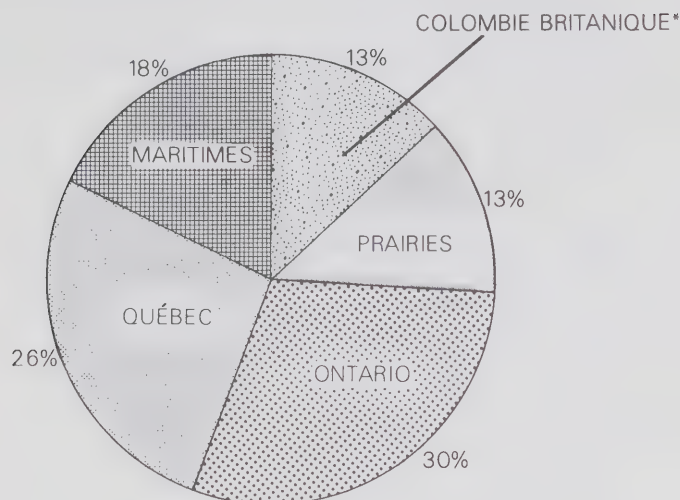
Le coût d'adjonction de nouvelles installations aux réseaux des services publics d'électricité est maintenant indiqué dans une série d'indices des prix de Statistique Canada couvrant la plupart des éléments importants des dépenses d'investissement, sauf en ce qui concerne la production de l'énergie nucléaire. Statistique Canada publie maintenant une série mensuelle d'indices sur les principaux éléments suivants: Réseaux de distribution, Lignes de transport, Postes de transformation, Centrales hydro-électriques, et Centrales thermiques à combustibles (fossiles).

La courbe ci-dessous indiquant la tendance de l'indice des prix entre 1966 et 1976 fait clairement ressortir la montée des prix survenue au cours des dernières années, bien que le taux d'augmentation brusque enregistré entre 1973 et 1975 ait quelque peu diminué.

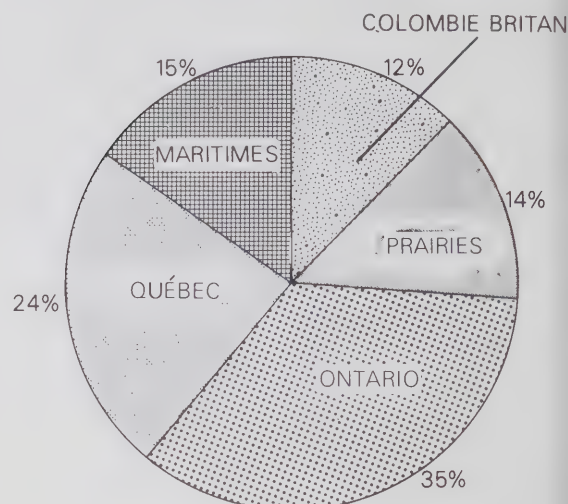
CENTRALES ÉLECTRIQUES

1976

PRODUCTION D'ÉNERGIE PROVINCIAL EXPRIMÉE
EN % DE LA PRODUCTION TOTALE DU CANADA



CAPACITÉ PROVINCIALE EXPRIMÉE
EN % DE LA CAPACITÉ TOTALE DU CANADA



*Comprend le YUKON et les TERRITOIRES du NORD-OUEST

CONCLUSIONS

In 1975 generation of electrical energy in Canada declined by 2.3 per cent and electricity usage within Canada declined by 0.3 per cent; exports amounted to 2.7 per cent of net generation and were 46 per cent below the 1974 level.

In 1976 these trends, to a large degree, were reversed, reflecting some recovery in economic activity. Gross national expenditure in constant (1971) dollars showed

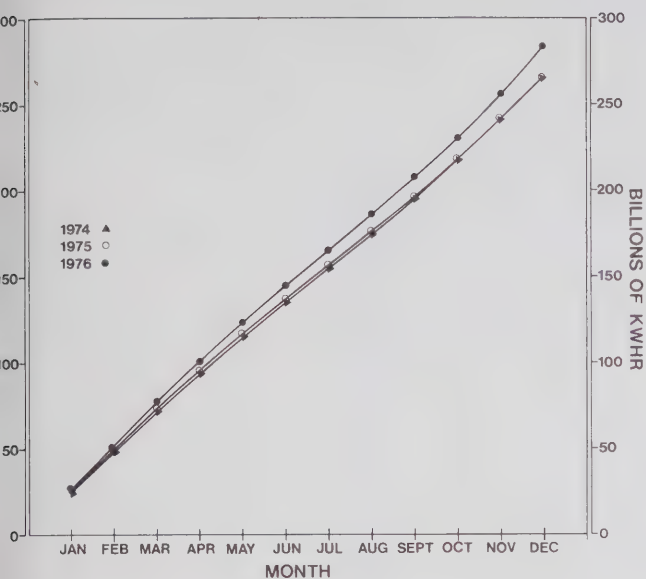
Entre 1966 et 1976, le taux annuel moyen de croissance des prix a été de 7,6%; toutefois ce taux était de 11,3% entre 1972 et 1975 inclusivement.

CONCLUSIONS

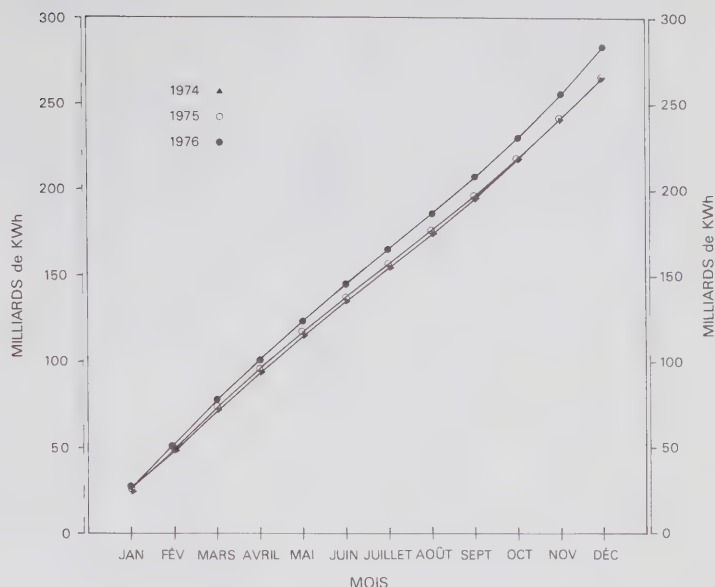
Au Canada, en 1975, la production totale d'énergie électrique avait diminué de 2,3% et la consommation de 0,3%; les exportations avaient atteint 2,7% de la production nette et étaient inférieures de 4,6% au niveau de 1974.

En 1976, ces tendances ont été en grande partie inversées, par suite d'une certaine reprise de l'activité économique. De 1974 à 1975, les dépenses nationales brutes exprimées en dollars constants (1971) n'avaient augmenté que de 0,6%, tandis que la hausse a atteint 4,6% en 1976. Dans le cadre de la relance économique, la production d'électricité a augmenté de 7,6% par rapport à 1975 et la consommation d'énergie électrique au Canada a augmenté de 7,1% tandis que les exportations nettes ont augmenté de 26,1%, soit 3,2% de la production totale nette.

CUMULATIVE ELECTRICITY MADE AVAILABLE FOR USE IN CANADA



ÉLECTRICITÉ TOTALE DISPONIBLE POUR FINS DE CONSOMMATION AU CANADA



a growth of only 0.6 per cent from 1974 to 1975 but an increase of 4.6 per cent during 1976. Against this background of increased economic activity, electrical generation increased by 7.6 per cent over 1975, electrical energy used in Canada increased by 7.1 per cent and exports increased by 26.1 per cent to 3.2 per cent of total net generation.

While the growth of 7 per cent could be viewed as a return to the long term growth trend, such conclusion must be treated with caution. Price increases and conservation policies undoubtedly have resulted in some decrease in consumption of electrical energy but, on the other hand, substitution of electricity for other energy forms due to relative price changes or to concern for supply security may well have caused an increase in some segments of demand. In both cases, there are undoubtedly time lags in demonstrating full customer response to the factors noted above. In the short run, however, economic activity seems to be the most likely explanation of the variations in demand that occurred in 1975 and 1976.

Même si on peut interpréter cette augmentation de 7% comme le retour à une croissance à long terme, il faut se garder de tirer des conclusions trop hâtives. La hausse des prix et les mesures de conservation ont sans aucun doute entraîné une diminution de la consommation d'électricité; par ailleurs, la substitution de l'électricité à d'autres formes d'énergie suite aux variations relatives des prix ou aux préoccupations concernant la sécurité des approvisionnements peut très bien avoir provoqué une hausse dans certains secteurs de la demande. Dans les deux cas, il faut attendre un certain laps de temps avant que la réaction des consommateurs vis-à-vis les facteurs susmentionnés ne se manifeste entièrement. A court terme, cependant, l'activité économique semble être la cause la plus vraisemblable des fluctuations de la demande en 1975 et 1976.

TABLE 11
ELECTRIC POWER EXPORTS 1974-1976
GWh (1 GWh = 1,000,000 kWh)

Province		Generation in Province	Provincial		Export to U.S.A.	Import from U.S.A.	Exports Net	Net Supply	Net Exports to U.S.A.		
			Exports	Imports					% of Gen'n	% of Supply	% of total Canadian Net Export
Newfoundland	1976	39,190	32,104					7,086			
	1975	35,803	29,597					6,206			
	1974	28,808	22,228					6,580			
Prince Edward Island	1976	445						445			
	1975	421						421			
	1974	383						383			
Nova Scotia	1976	5,662	16	390				6,036			
	1975	5,498	84	284				5,697			
	1974	5,433	72	228				5,589			
New Brunswick	1976	6,607	424	3,791	2,468	34	2,434	7,540	36.84	32.28	26.20
	1975	4,677	284	3,856	1,624	87	1,537	6,713	32.86	22.90	20.67
	1974	5,571	228	3,545	2,497	53	2,444	6,444	43.87	37.93	18.86
Quebec	1976	77,712	15,437	32,442	525	27	498	94,219	0.64	0.53	5.36
	1975	76,108	15,137	29,870	917	9.0	908	89,932	1.19	1.01	12.21
	1974	84,179	14,264	22,461	881	4.6	876	91,500	1.04	0.96	6.76
Ontario	1976	87,237	378	13,227	6,217	2,066	4,151	95,935	4.76	4.33	44.69
	1975	78,558	309	13,071	4,838	2,716	2,122	89,198	2.70	2.38	28.53
	1974	82,645	223	12,432	7,872	1,831	6,041	88,803	7.31	6.80	46.62
Manitoba	1976	14,004	2,223	870	719	305	414	12,236	2.96	3.38	4.46
	1975	14,818	2,567	805	1,173	7.0	1,166	11,890	7.87	9.81	15.68
	1974	14,522	2,474	926	1,352	2.0	1,350	11,624	9.30	11.61	10.42
Saskatchewan	1976	7,515	794	658				7,378	—	—	—
	1975	7,090	768	865				7,187	—	—	—
	1974	7,388	926	836				7,298	—	—	—
Alberta	1976	15,779	119	430		1.7	-1.7	16,092	-0.01	-0.01	-0.02
	1975	15,100	153	297		1.6	-1.6	15,246	-0.01	-0.01	-0.02
	1974	14,372	163	179		1.4	-1.4	14,389	-0.01	-0.01	-0.01
British Columbia	1976	38,543	430	119	2,874	1,081	1,793	36,439	4.65	4.92	19.30
	1975	34,542	297	150	2,857	1,151	1,706	32,689	4.94	5.22	22.94
	1974	36,256	179	160	2,797	549	2,248	33,989	6.20	6.61	17.35
Yukon	1976	307						307			
	1975	352						352			
	1974	308						308			
N.W.T.	1976	366						366			
	1975	425						425			
	1974	391						391			
Canada	1976	293,367			12,804	3,515	9,289	284,078			
	1975	273,392			11,409	3,972	7,437	265,955			
	1974	280,256			15,400	2,441	12,959	267,298			

Note: Due to rounding the totals may not correspond exactly to the sum of their elements.

TABLEAU 11
EXPORTATIONS D'ÉLECTRICITÉ 1974-76
GW (1 GWh = 1,000,000 kWh)

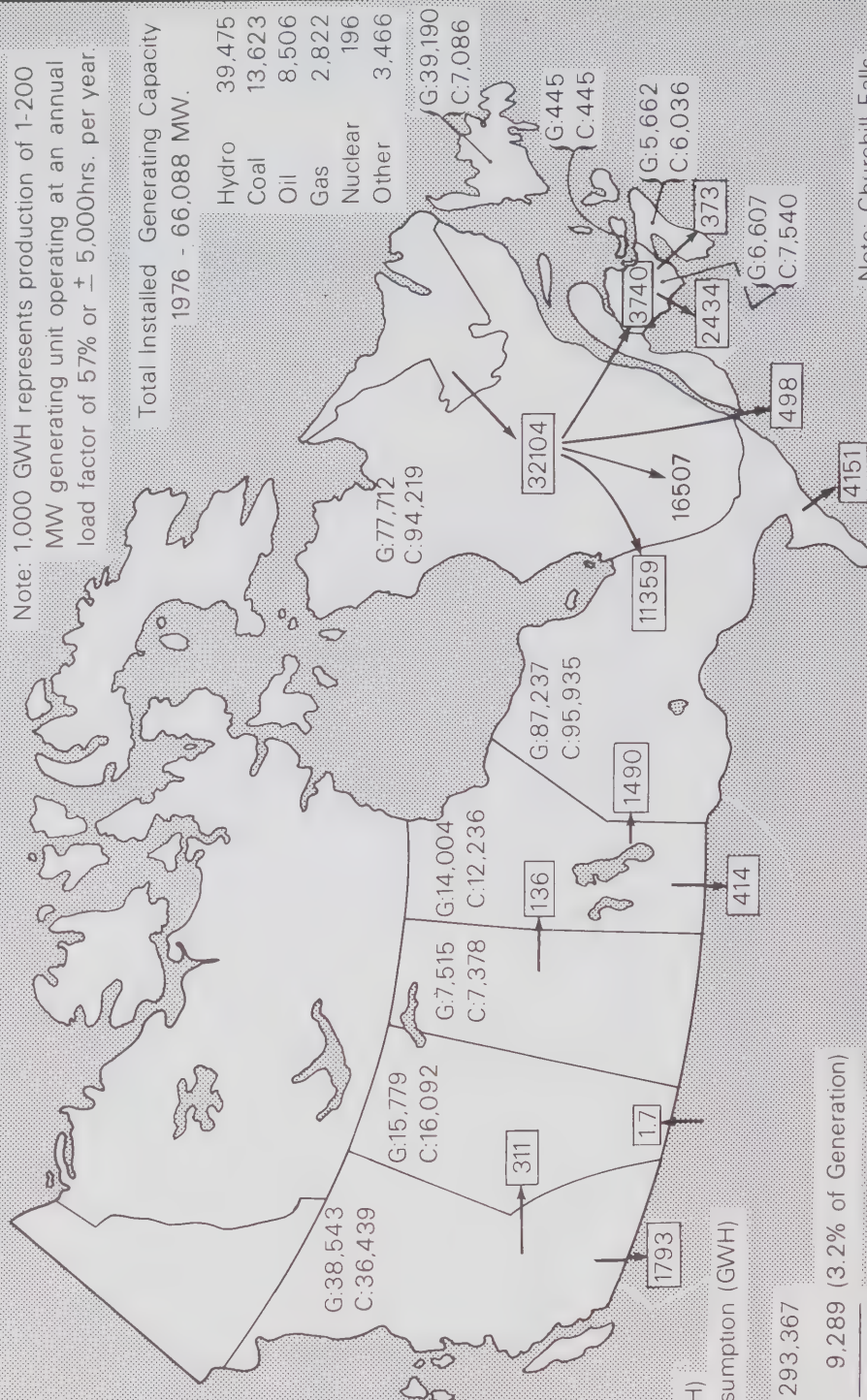
Province		Production provinciale	Exportations provinciales	Importations provinciales	Exportations vers les É-U	Importations des É-U	Exportations nettes	Approvisionnement nets	Exportations nettes vers les É-U		
									% de la production	% des approvisionnements	% du total des exportations nettes du Canada
Terre-Neuve	1976	39 190	32 104					7 086			
	1975	35 803	29 597					6 206			
	1974	28 808	22 228					6 580			
Île-du-Prince-Édouard	1976	445						445			
	1975	421						421			
	1974	383						383			
Nouvelle-Écosse	1976	5 662	16	390				6 036			
	1975	5 498	84	284				5 697			
	1974	5 433	72	228				5 589			
Nouveau-Brunswick ..	1976	6 607	424	3 791	2 468	34	2 434	7 540	36.84	32.28	26.20
	1975	4 677	284	3 856	1 624	87	1 537	6 713	32.86	22.90	20.67
	1974	5 571	228	3 545	2 497	53	2 444	6 444	43.87	37.93	18.86
Québec	1976	77 712	15 437	32 442	525	27	498	94 219	0.64	0.53	5.36
	1975	76 108	15 137	29 870	917	9.0	908	89 932	1.19	1.01	12.21
	1974	84 179	14 264	22 461	881	4.6	876	91 500	1.04	0.96	6.76
Ontario	1976	87 237	378	13 227	6 217	2 066	4 151	95 935	4.76	4.33	44.69
	1975	78 558	309	13 071	4 838	2 716	2 122	89 198	2.70	2.38	28.53
	1974	82 645	223	12 432	7 872	1 831	6 041	88 803	7.31	6.80	46.62
Manitoba	1976	14 004	2 223	870	719	305	414	12 236	2.96	3.38	4.46
	1975	14 818	2 567	805	1 173	7.0	1 166	11 890	7.87	9.81	15.68
	1974	14 522	2 474	926	1 352	2.0	1 350	11 624	9.30	11.61	10.42
Saskatchewan	1976	7 515	794	658				7 378	—	—	—
	1975	7 090	768	865				7 187	—	—	—
	1974	7 388	926	836				7 298	—	—	—
Alberta	1976	15 779	119	430		1.7	-1.7	16 092	-0.01	-0.01	-0.02
	1975	15 100	153	297		1.6	-1.6	15 246	-0.01	-0.01	-0.02
	1974	14 372	163	179		1.4	-1.4	14 389	-0.01	-0.01	-0.01
Colombie-Britannique	1976	38 543	430	119	2 874	1 081	1 793	36 439	4.65	4.92	19.30
	1975	34 542	297	150	2 857	1 151	1 706	32 689	4.94	5.22	22.94
	1974	36 256	179	160	2 797	549	2 248	33 989	6.20	6.61	17.35
Yukon	1976	307						307			
	1975	352						352			
	1974	308						308			
T.N.O.	1976	366						366			
	1975	425						425			
	1974	391						391			
Canada	1976	293 367			12 804	3 515	9 289	284 078			
	1975	273 392			11 409	3 972	7 437	265 955			
	1974	280 256			15 400	2 441	12 959	267 298			

Note: Les chiffres ayant été arrondis, il se peut que les totaux ne correspondent pas exactement à la somme des éléments.

ELECTRICAL ENERGY NET TRANSFERS + EXPORTS 1976

All values in 'GWH' (1 GWH = 1,000,000 KWH)

Note: 1,000 GWH represents production of 1-200 MW generating unit operating at an annual load factor of 57% or \pm 5,000hrs. per year.



Total Installed Generating Capacity
1976 - 66,088 MW.

Hydro	39,475
Coal	13,623
Oil	8,506
Gas	2,822
Nuclear	196
Other	3,466

G: 39,190
C: 7,086

G: Generation (GWH)
C: In Province Consumption (GWH)

Total Generation	293,367
Total Net Exports	9,289 (3.2% of Generation)
Net Supply	284,078

Generation from U.S. Coal - 22,383 = 7.6% of Canadian Generation
or 25.7% of Ontario Generation

Note: Churchill Falls
Gen Δ : 34,912

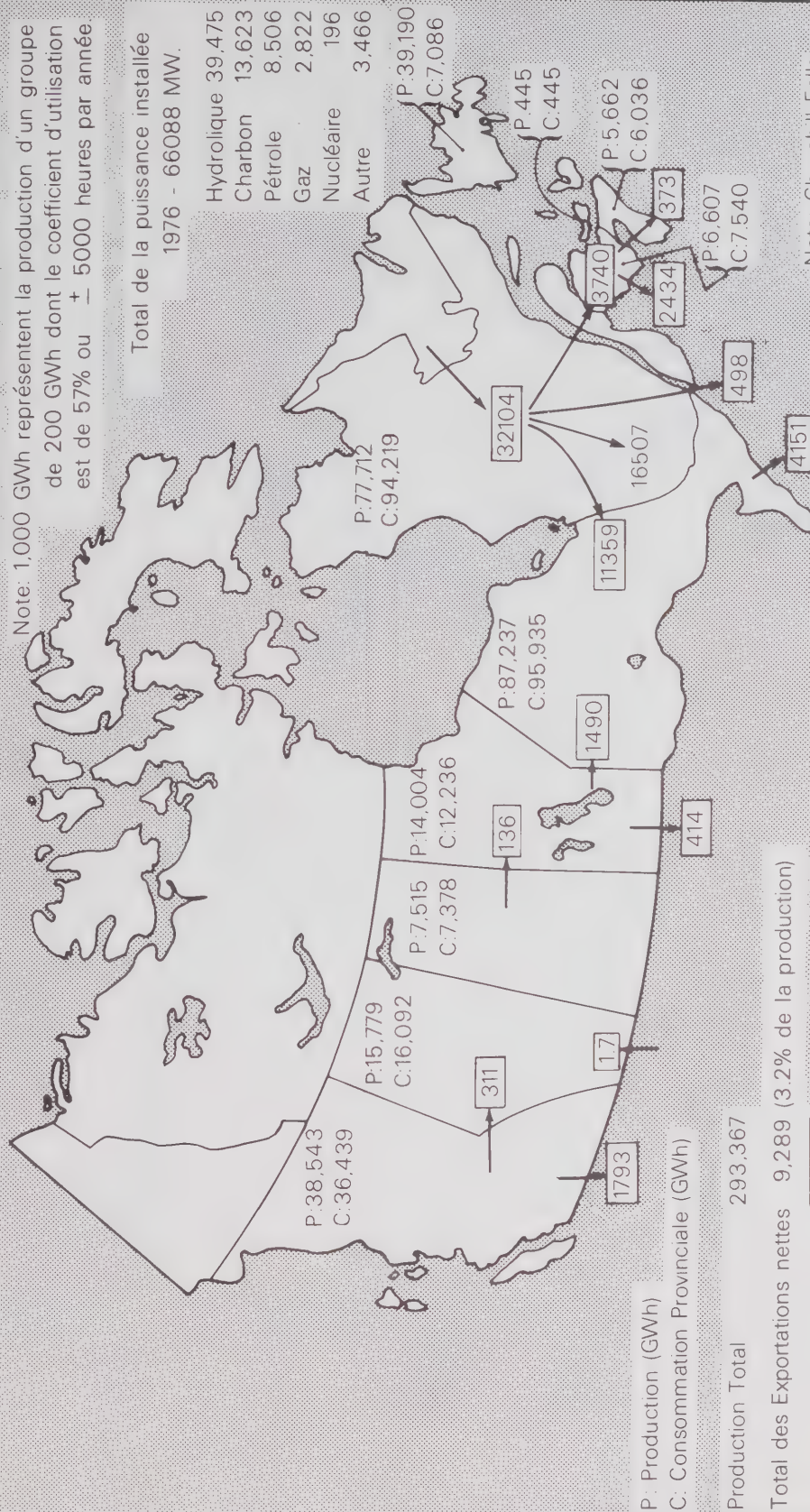
ÉNERGIE ÉLECTRIQUES - TRANSFERTS NETS ET EXPORTATIONS 1976

Toutes les valeurs sont exprimées en GWh. (1 GWh = 1,000,000 KWh)

Note: 1,000 GWh représentent la production d'un groupe de 200 GWh dont le coefficient d'utilisation est de 57% ou \pm 5000 heures par année

Total de la puissance installée
1976 - 66088 MW.

Hydrolique 39,475
Charbon 13,623
Pétrole 8,506
Gaz 2,822
Nucléaire 196
Autre 3,466

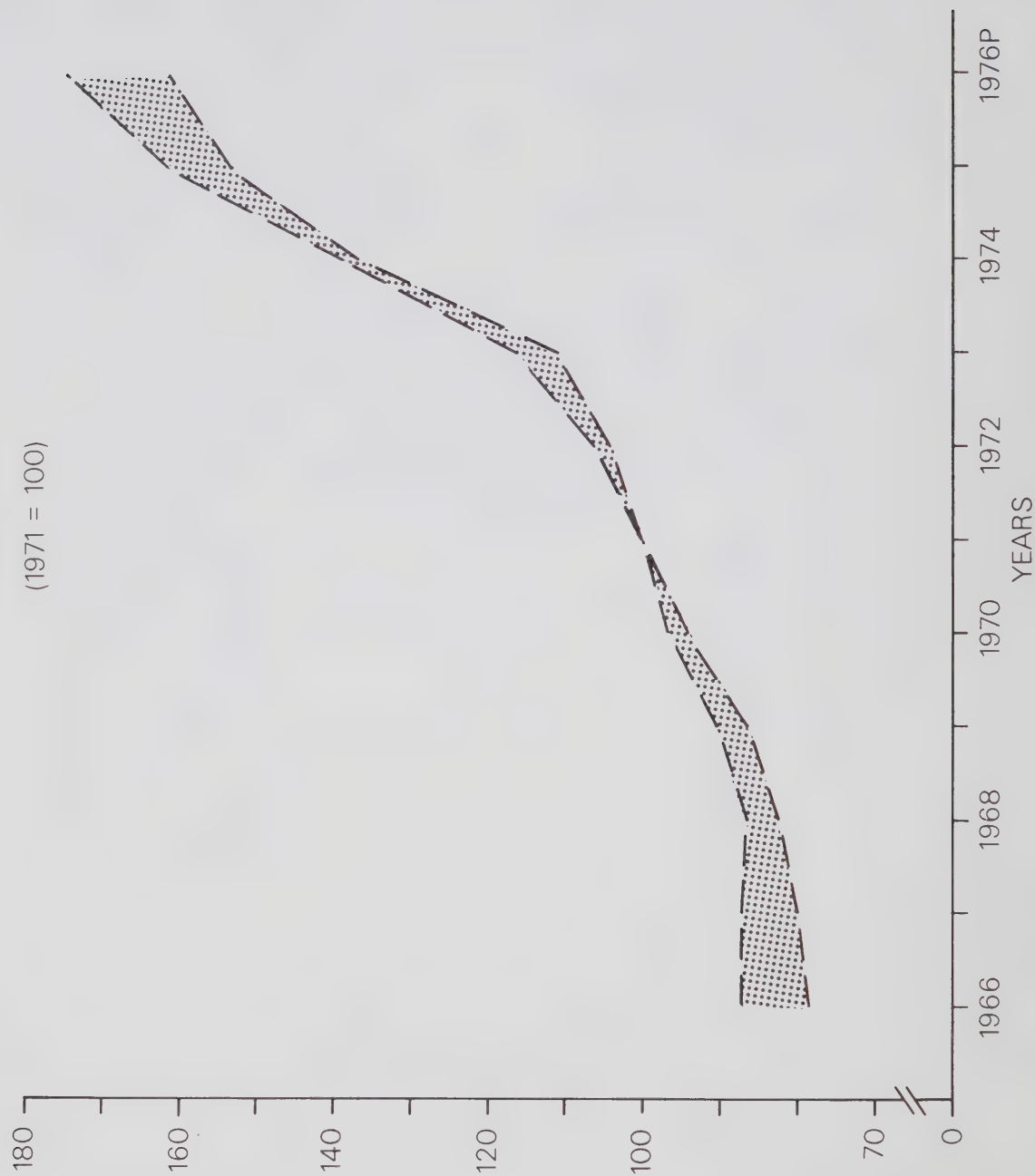


Note: Churchill Falls
Prod : 34,912

PRICE INDEX TRENDS IN ELECTRIC UTILITY CONSTRUCTION

1966 - 1976

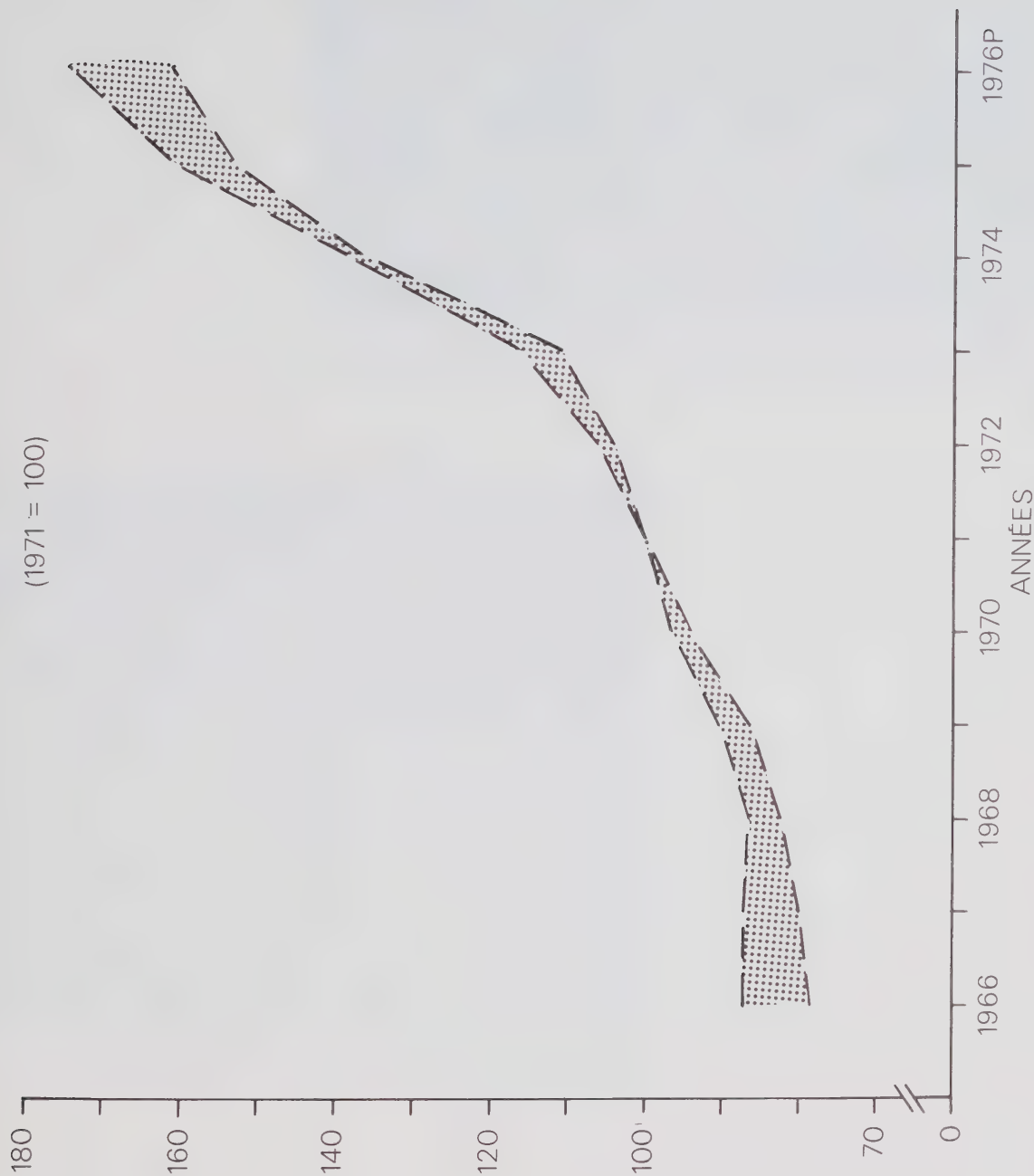
(1971 = 100)



TENDANCES DE L'INDICE DES PRIX À LA CONSTRUCTION DANS LES SERVICES D'ÉLECTRICITÉ

1966 - 1976

(1971 = 100)



P : Préliminaire



Mica Dam hydro project, located 85 miles north of Revelstoke, British Columbia/Projet hydroélectrique du barrage Mica, situé à 85 milles au nord de Revelstoke (Colombie-Britannique).



**View of construction on the dam structure of site on the Peace River, British Columbia
Vue de la construction de la structure du barrage du site hydroélectrique de Peace F
(Colombie-Britannique).**

tabular summary

tableau sommaire

TABULAR SUMMARY

The following portion of this publication presents a detailed summary of the major 1976 additions and proposed capacity installations in Canada by province, including additions to the year 1988. Only proposed generating facilities firmly committed for service as of year end 1976 are included. Slight differences between this section and the information appearing in the text may result from rounding of numbers in the text.

TABEAU SOMMAIRE

La partie suivante du rapport donne par province un sommaire détaillé des principales additions et des installations projetées en 1976, y compris les projets d'additions jusqu'en 1988. Seules les installations de production, dont la mise en service est financièrement assurée pour la fin de 1976, y sont incluses. Les légères différences dans les données, de cette partie et du rapport, résultent de chiffres arrondis dans le texte.

LEGEND — LÉGENDE

Type

Hydro	—	H	—	Hydro-électrique
Steam	—	S	—	Vapeur
Nuclear	—	N	—	Nucléaire
Internal Combustion	—	IC	—	Combustion interne
Gas Turbine	—	GT	—	Turbine à gaz

TABLE 12

INSTALLED GENERATING CAPACITY EXPANSION IN CANADA BY STATION
MAJOR 1976 ADDITIONS AND PROJECTED 1977-1988

Province/Station	Type	Additions in 1976 (MW)	Proposed additions (MW)	Proposed plant capacity (MW)
<i>Newfoundland</i>				
Stephenville	GT	53.84	—	53.84
Green Hill	GT	25	—	25
Hardwoods	GT	—	54 (1977)	54
Flowers Cove	GT	—	15 (1978)	15
Port aux Basques	GT	—	25 (1980)	25
Holyrood	S	—	150 (1979)	450
Bay D'Espoir	H	—	154 (1977)	613
Grand Falls	H	—	4 x 4 (1977)	42.50
<i>Prince Edward Island</i>				
	—	—	—	—
<i>Nova Scotia</i>				
Dartmouth	GT	4 x 30	—	120
Tufts Cove	S	150	—	350
Lingan	S	—	150 (1979) 150 (1981)	300
Wreck Cove	H	—	100 (1977) 100 (1978)	200
<i>New Brunswick</i>				
Coleson Cove	S	2 x 320	320 (1977)	960
Dalhousie	S	—	200 (1979)	300
Mactaquac	H	—	2 x 110 (1978)	637.80
Point Lepreau	N	—	630 (1980)	630
<i>Quebec</i>				
Cadillac	GT	53.30	2 x 53.3 (1977)	160
La Citière	GT	—	4 x 60 (1979)	240
Manic 3	H	5 x 197.2	—	1,183.20
Outardes 2	H	—	3 x 151.3 (1978)	454
La Grande — LG-1	H	—	2 x 91 (1983) 6 x 91 (1984) 2 x 91 (1985)	910
LG-2	H	—	6 x 333 (1980) 6 x 333 (1981) 4 x 333 (1982)	5,328
LG-3	H	—	3 x 192 (1982) 7 x 192 (1983)	1,920
LG-4	H	—	7 x 254 (1984) 1 x 254 (1985)	2,032
Gentilly 2	N	—	685 (1979)	685
<i>Ontario</i>				
Arnprior	H	37.05	37.05 (1977)	74.10
Andrew's Falls	H	24	—	40.20
St. Mary's	H	—	2 x 7.5 (1981)	15
Thunder Bay (Fort William)	S	34	—	86
Nanticoke	S	500	2 x 500 (1977)	4,000
Lennox	S	2 x 573.75	—	2,295

Province/Station	Type	Additions in 1976 (MW)	Proposed additions (MW)	Proposed plant capacity (MW)
Wesleyville		—	573.75 (1981) 2 x 573.75 (1982) 573.75 (1983)	2,295
Thunder Bay	S	—	2 x 150 (1980)	300
Atikokan		—	2 x 200 (1983) 2 x 200 (1984)	800
Bruce	GT	12.16	—	48.64
(A)	N	800	800 (1977) 800 (1978) 800 (1979)	3,200
(B)	N	—	800 (1982) 800 (1983) 800 (1984) 800 (1985)	3,200
Bruce Heavy Water Plant	GT	2 x 12.16	2 x 12.16 (1977)	48.64
Pickering B	N	—	800 (1984) 800 (1985) 800 (1986)	
Darlington	N	—	2 x 540 (1981) 540 (1982) 540 (1983) 800 (1987)	2,160 3,200
<i>Manitoba</i>				
Jenpeg	H	—	4 x 28 (1977) 2 x 28 (1978)	168
Long Spruce	H	—	2 x 98 (1977) 4 x 98 (1978) 4 x 98 (1979)	980
Limestone	H	—	3 x 110 (1984) 4 x 110 (1985) 3 x 110 (1986)	1,100
<i>Saskatchewan</i>				
Boundary Dam	S	—	300 (1977)	882
Poplar River	S	—	300 (1979)	300
<i>Alberta</i>				
Sundance	S	2 x 375	375 (1978) 375 (1980)	2,100
Clover Bar	S	165.00	165 (1978)	660
Battle River	S	—	375 (1981)	737
<i>British Columbia</i>				
Kootenay Canal	H	2 x 132.3	—	529.20
Mica Dam	H	2 x 434	2 x 435 (1977)	1,738
Site 1 (Peace)	H	—	2 x 175 (1979) 2 x 175 (1980)	700
Seven Mile	H	—	3 x 202 (1980)	606
Revelstoke	H	—	3 x 450 (1982) 450 (1983)	1,800
Keogh	GT	53.9	—	94.40
<i>Northwest Territories</i>				
Snare Forks	H	2 x 5	—	10
Twin Gorges Talston R. ..	H	4	—	22
Various Communities	IC	12.8	2.5 (1977)	—
<i>Yukon Territory</i>				
Various Communities	IC	1	—	—

1975 Installed Capacity — 61,352 MW

1976 Additions — 6,736 MW, Increase of 11%

December 31, 1976 — Installed Capacity 68,088 MW

1977 Scheduled — 4,095 MW, 6% Increase (H — 1,485, T — 2,610)

December 31, 1977 — Installed Capacity 72,183 MW

TABLEAU 12

EXPANSION DE LA PUISSANCE INSTALLÉE AU CANADA, PAR CENTRALE
PRINCIPALES ADDITIONS EN 1976 ET PROJETS POUR 1977-1988

Province/Centrale	Type	Additions en 1976 (MW)	Additions proposées (MW)	Puissance ultime (MW)
<i>Terre-Neuve</i>				
Stephenville	GT	53.84	—	53.84
Green Hill	GT	25	—	25
Hardwoods	GT	—	54 (1977)	54
Flowers Cove	GT	—	15 (1978)	15
Port-aux-Basques	GT	—	25 (1980)	25
Holyrood	S	—	150 (1979)	450
Baie-d'Espoir	H	—	154 (1977)	613
Grand Falls	H	—	4 x 4 (1977)	42.50
<i>Île-du-Prince-Édouard</i>				
—	—	—	—	—
<i>Nouvelle-Écosse</i>				
Dartmouth	GT	4 x 30	—	120
Tufts Cove	S	150	—	350
Lingan	S	—	150 (1979) 150 (1981)	300
Wreck Cove	H	—	100 (1977) 100 (1978)	200
<i>Nouveau-Brunswick</i>				
Coleson Cove	S	2 x 320	320 (1977)	960
Dalhousie	S	—	200 (1979)	300
Mactaquac	H	—	2 x 110 (1978)	637.80
Pointe-Lepreau	N	—	630 (1980)	630
<i>Québec</i>				
Cadillac	GT	53.30	2 x 53.3 (1977)	160
La Citière	GT	—	4 x 60 (1979)	240
Manic 3	H	5 x 197.2	—	1 183.20
Outardes 2	H	—	3 x 151.3 (1978)	454
La Grande — LG-1	H	—	2 x 91 (1983) 6 x 91 (1984) 2 x 91 (1985)	910
LG-2	H	—	6 x 333 (1980) 6 x 333 (1981) 4 x 333 (1982)	5 328
LG-3	H	—	3 x 192 (1982) 7 x 192 (1983)	1 920
LG-4	H	—	7 x 254 (1984) 1 x 254 (1985)	2 032
Gentilly 2	N	—	685 (1979)	685
<i>Ontario</i>				
Arnprior	H	37.05	37.05 (1977)	74.10
Andrew's Falls	H	24	—	40.20
St. Mary's	H	—	2 x 7.5 (1981)	15
Thunder Bay (Fort William)	S	34	—	86
Nanticoke	S	500	2 x 500 (1977)	4 000
Lennox	S	2 x 573.75	—	2 295

Province/Centrale	Type	Additions en 1976 (MW)	Additions proposées (MW)	Puissance ultime (MW)
Wesleyville		—	573.75 (1981) 2 x 573.75 (1982) 573.75 (1983)	2 295
Thunder Bay	S	—	2 x 150 (1980)	300
Atikokan		—	2 x 200 (1983) 2 x 200 (1984)	800
Bruce	GT	12.16	—	48.64
(A)	N	800	800 (1977) 800 (1978) 800 (1979)	3 200
(B)	N	—	800 (1982) 800 (1983) 800 (1984) 800 (1985)	3 200
Bruce Heavy Water Plant	GT	2 x 12.16	2 x 12.16 (1977)	48.64
Pickering B	N	—	2 x 540 (1981) 540 (1982) 540 (1983)	2 160
Darlington	N	—	800 (1984) 800 (1985) 800 (1986) 800 (1987)	3 200
<i>Manitoba</i>				
Jenpeg	H	—	4 x 28 (1977) 2 x 28 (1978)	168
Long Spruce	H	—	2 x 98 (1977) 4 x 98 (1978) 4 x 98 (1979)	980
Limestone	H	—	3 x 110 (1984) 4 x 110 (1985) 3 x 110 (1986)	1 100
<i>Saskatchewan</i>				
Boundary Dam	S	—	300 (1977)	882
Poplar River	S	—	300 (1979)	300
<i>Alberta</i>				
Sundance	S	2 x 375	375 (1978) 375 (1980)	2 100
Clover Bar	S	165.00	165 (1978)	660
Battle River	S	—	375 (1981)	737
<i>Colombie-Britannique</i>				
Kootenay Canal	H	2 x 132.3	—	529.20
Mica Dam	H	2 x 434	2 x 435 (1977)	1 738
Site 1 (Peace)	H	—	2 x 175 (1979) 2 x 175 (1980)	700
Seven Mile	H	—	3 x 202 (1980)	606
Revelstoke	H	—	3 x 450 (1982) 450 (1983)	1 800
Keogh	GT	53.9	—	94.40
<i>Territoires du Nord-Ouest</i>				
Ramifications de la Snare	H	2 x 5	—	10
Twin Gorges Talston R. ..	H	4	—	22
Diverses collectivités	IC	12.8	2.5 (1977)	—
<i>Yukon</i>				
Diverses collectivités	IC	1	—	—

1975 puissance installée: 6 352 MW

1976 additions: 6 736 MW, soit un accroissement de 11%

31 décembre 1976: puissance installée: 68 088 MW

1977 prévu — 4 095 MW — augmentation de 6% (H — 1 485, T — 2 610)

31 décembre 1977 puissance installée: 72 183 MW

TABLE 13

ADDITIONS TO GENERATING CAPACITY

Existing and Planned Capacity (MW)	Conventional Thermal	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
Additions	3,742	800	4,543	2,194	6,736
Total End of 1976	25,147	3,466	28,613	39,475	68,088
Planned in 1977	1,810	800	2,610	1,485	4,095
Total End of 1977	26,957	4,266	31,223	40,960	72,183
Planned After 1977	5,985	11,475	17,460	15,771	33,231
Total Existing and Planned	31,942	15,741	48,683	56,731	105,414

Note: Due to rounding totals do not correspond exactly to the sum of their elements.

TABLEAU 13

ADDITIONS À LA CAPACITÉ DE PRODUCTION

Capacité actuelle et prévue	Thermiques classiques	Nu- cléaires	Total thermiques	Hydro- électriques	Total
Additions	3 742	800	4 543	2 194	6 736
Total fin 1976 ..	25 147	3 466	28 613	39 475	68 088
Prévues en 1977	1 810	800	2 610	1 485	4 095
Total fin 1977	26 957	4 266	31 223	40 960	72 183
Prévues après 1977	5 985	11 475	17 460	15 771	33 231
Total des cen- trales actu- elles et prévues	31 942	15 741	48 683	56 731	105 414

Nota: Les totaux peuvent ne pas correspondre au total des éléments du fait de l'arrondissement des données.

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO- ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO- ELECTRIQUE	TOTAL

Newfoundland

Terre-Neuve

TOTAL (END/FIN 1975)	354.60	35.59	71.97	0.00	462.16	€205.77	666.93
ADDITIONS (1976)	0.00	78.84	0.00	0.00	78.84	0.00	78.84
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	0.00	78.84	0.00	0.00	78.84	0.00	78.84
TOTAL (END/FIN 1976)	354.60	114.43	71.97	0.00	541.00	€205.77	674.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	0.00	53.84	0.00	0.00	53.84	170.00	223.84
1978.	0.00	85.00	0.00	0.00	85.00	0.00	85.00
1979.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
1980.	0.00	25.00	0.00	0.00	25.00	0.00	25.00
TOTAL	504.60	278.27	71.97	0.00	854.84	6375.77	723.00

Prince Edward Island

Île-du-Prince-Édouard

TOTAL (END/FIN 1975)	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24
ADDITIONS (1976)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1976)	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24

Nova Scotia

Nouvelle-Écosse

TOTAL (END/FIN 1975)	1011.72	85.00	6.37	0.00	1103.09	159.90	1263.00
ADDITIONS (1976)	150.00	120.00	0.00	0.00	270.00	0.00	270.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	150.00	120.00	0.00	0.00	270.00	0.00	270.00
TOTAL (END/FIN 1976)	1161.72	205.00	6.37	0.00	1373.09	159.90	1533.00
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	100.00
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	100.00
1979.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1981.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
TOTAL	1461.72	205.00	6.37	0.00	1673.09	259.90	2033.00

New Brunswick

Nouveau-Brunswick

TOTAL (END/FIN 1975)	620.63	23.37	8.61	0.00	652.61	679.88	1332.49
ADDITIONS (1976)	640.00	0.00	0.00	0.00	640.00	0.00	640.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	640.00	0.00	0.00	0.00	640.00	0.00	640.00
TOTAL (END/FIN 1976)	1260.63	23.37	8.61	0.00	1292.61	679.88	1972.49
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	320.00	0.00	0.00	0.00	320.00	0.00	320.00
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	220.00	220.00
1979.	200.00	0.00	0.00	0.00	200.00	0.00	200.00
1980.	0.00	0.00	0.00	630.00	630.00	0.00	630.00
TOTAL	1780.63	23.37	8.61	630.00	2442.61	899.88	3742.49

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL
Quebec							
AL (END/FIN 1975)	666.75	0.00	78.76	266.00	1011.51	14025.80	15037.31
ITIONS (1976)	0.00	53.30	0.00	0.00	53.30	986.00	1039.30
ITIONS (NET/NETTE 1976)	0.00	53.30	0.00	0.00	53.30	986.00	1039.30
AL (END/FIN 1976)	666.75	53.30	78.76	266.00	1064.81	15011.80	16076.61
PROPOSED/PROPOSEES							
1977.	0.00	106.60	0.00	0.00	106.60	0.00	106.60
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	453.90	453.90
1979.	0.00	240.00	0.00	685.00	925.00	0.00	925.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1998.00	1998.00
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1998.00	1998.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1908.00	1908.00
1983.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1526.00	1526.00
1984.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2324.00	2324.00
1985.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	182.00	182.00
AL	666.75	399.90	78.76	951.00	2096.41	25401.70	27498.11
Ontario							
AL (END/FIN 1975)	11211.17	514.28	21.75	2400.00	14147.20	6988.82	21136.02
ITIONS (1976)	1681.50	36.32	0.00	800.00	2517.82	61.05	2578.87
ITIONS (NET/NETTE 1976)	1681.50	36.32	0.00	800.00	2517.82	61.05	2578.87
AL (END/FIN 1976)	12892.67	550.60	21.75	3200.00	16665.02	7049.87	23714.89
PROPOSED/PROPOSEES							
1977.	1000.00	24.32	0.00	800.00	1824.32	37.05	1861.37
1978.	0.00	0.00	0.00	800.00	800.00	0.00	800.00
1979.	0.00	0.00	0.00	800.00	800.00	0.00	800.00
1980.	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	300.00
1981.	573.75	0.00	0.00	1080.00	1653.75	15.00	1668.75
1982.	1147.50	0.00	0.00	1340.00	2487.50	0.00	2487.50
1983.	773.75	0.00	0.00	1340.00	2113.75	0.00	2113.75
1984.	400.00	0.00	0.00	1600.00	2000.00	0.00	2000.00
1985.	200.00	0.00	0.00	1600.00	1800.00	0.00	1800.00
1986.	0.00	0.00	0.00	800.00	800.00	0.00	800.00
1987.	0.00	0.00	0.00	800.00	800.00	0.00	800.00
AL	17287.67	574.92	21.75	14160.00	32044.34	7101.92	39146.26
Manitoba							
AL (END/FIN 1975)	447.00	27.80	20.37	0.00	495.17	2475.10	2970.27
ITIONS (1976)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ITIONS (NET/NETTE 1976)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AL (END/FIN 1976)	447.00	27.80	20.37	0.00	495.17	2475.10	2970.27
PROPOSED/PROPOSEES							
1977.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	308.00	308.00
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	448.00	448.00
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	392.00	392.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1983.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1984.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	330.00	330.00
1985.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	440.00	440.00
1986.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	330.00	330.00
AL	447.00	27.80	20.37	0.00	495.17	4723.10	5218.27
Saskatchewan							
AL (END/FIN 1975)	1085.00	157.28	24.15	0.00	1266.43	566.88	1833.31
ITIONS (1976)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ITIONS (NET/NETTE 1976)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
AL (END/FIN 1976)	1085.00	157.28	24.15	0.00	1266.43	566.88	1833.31
PROPOSED/PROPOSEES							
1977.	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	300.00
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1979.	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	300.00
AL	1685.00	157.28	24.15	0.00	1866.43	566.88	2433.31

SUMMARY SOMMAIRE							
TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO- ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO- ELECTRIQUE	TOTAL
<i>Alberta</i>							
TOTAL (END/FIN 1975)	2622.95	195.80	47.63	0.00	2866.78	719.30	3584.08
ADDITIONS (1976)	915.00	0.00	0.00	0.00	915.00	0.00	915.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	915.00	0.00	0.00	0.00	915.00	0.00	915.00
TOTAL (END/FIN 1976)	3537.95	195.80	47.63	0.00	3781.78	719.30	4499.08
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1978.	540.00	0.00	0.00	0.00	540.00	0.00	540.00
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1980.	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	375.00
1981.	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	375.00
TOTAL	4827.95	195.80	47.63	0.00	5071.78	719.30	5789.08
<i>British Columbia</i>							
TOTAL (END/FIN 1975)	1369.94	295.74	137.19	0.00	1802.87	5367.85	7170.72
ADDITIONS (1976)	0.00	53.90	0.00	0.00	53.90	1132.60	1186.50
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	0.00	53.90	0.00	0.00	53.90	1132.60	1186.50
TOTAL (END/FIN 1976)	1369.94	349.64	137.19	0.00	1856.77	6500.45	8357.22
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	870.00	870.00
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	350.00	350.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	956.00	956.00
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1350.00	1350.00
1983.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	450.00	450.00
TOTAL	1369.94	349.64	137.19	0.00	1856.77	10476.45	12333.22
<i>Yukon</i>							
TOTAL (END/FIN 1975)	0.00	0.00	44.26	0.00	44.26	58.14	102.40
ADDITIONS (1976)	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	0.00	0.00	1.00	0.00	1.00	0.00	1.00
TOTAL (END/FIN 1976)	0.00	0.00	45.26	0.00	45.26	58.14	103.40
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	0.00	0.00	45.26	0.00	45.26	58.14	103.40
<i>Northwest Territories</i>							
TOTAL (END/FIN 1975)	.60	1.50	98.18	0.00	100.28	35.36	135.14
ADDITIONS (1976)	0.00	0.00	12.80	0.00	12.80	14.00	26.80
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	0.00	0.00	12.80	0.00	12.80	14.00	26.80
TOTAL (END/FIN 1976)	.60	1.50	110.98	0.00	113.08	49.36	162.94
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	0.00	0.00	5.00	0.00	5.00	0.00	5.00
TOTAL	.60	1.50	115.98	0.00	118.08	49.36	167.94
<i>Canada</i>							
TOTAL (END/FIN 1975)	19460.86	1377.21	566.13	2666.00	24070.20	37281.80	61352.00
ADDITIONS (1976)	3386.50	342.36	13.80	800.00	4542.66	2193.65	6736.31
ADDITIONS (NET/NETTE 1976)	3386.50	342.36	13.80	800.00	4542.66	2193.65	6736.31
TOTAL (END/FIN 1976)	22847.36	1719.57	579.93	3466.00	28612.86	39475.45	68088.31
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1977.	1620.00	184.76	5.00	800.00	2609.76	1485.05	4094.81
1978.	540.00	85.00	0.00	800.00	1425.00	1221.00	2646.00
1979.	800.00	240.00	0.00	1485.00	2525.00	742.00	3267.00
1980.	675.00	25.00	0.00	630.00	1330.00	2954.00	4284.00
1981.	1098.75	0.00	0.00	1080.00	2178.75	2013.00	4191.75
1982.	1147.50	0.00	0.00	1340.00	2487.50	3258.00	5745.00
1983.	773.75	0.00	0.00	1340.00	2113.75	1976.00	4089.75
1984.	400.00	0.00	0.00	1600.00	2000.00	2654.00	4654.00
1985.	200.00	0.00	0.00	1600.00	1800.00	622.00	2422.00
1986.	0.00	0.00	0.00	800.00	800.00	330.00	1130.00
1987.	0.00	0.00	0.00	800.00	800.00	0.00	800.00
TOTAL	30102.36	2254.33	584.93	15741.00	48682.62	56731.40	105414.31

SELECTED BIBLIOGRAPHY OF ELECTRICAL ENERGY PUBLICATIONS

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered (prepaid in Canadian currency) from Statistics Canada, Ottawa, Ontario, Canada K1A 0T6.

Electric Power Statistics, Volume I — *Annual Electric Power Survey of Capability and Load* (Catalogue No. 57-204 — \$1.05)

- this report presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 million kWh or more per annum during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II — *Annual Statistics* (Catalogue No. 57-202 — \$1.40)

- this report includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, sales, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III — *Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment* (Catalogue No. 57-206 — \$2.10)

- this report provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW, on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue No. 57-001 — 30¢ per copy)

- this report presents, on a monthly basis, preliminary electrical energy statistics.

Electricity Bills for Domestic, Commercial and Small Power Service (Catalogue No. 57-203 — 70¢)

- this report is based on rate schedules supplied by the power companies and municipalities responsible for the distribution of electrical energy in the cities and towns covered in an annual survey. Monthly bills are computed to show the revenue according to the distributors from the sale of definite quantities of electricity used for specific purposes.

Detailed Energy Supply and Demand in Canada (Catalogue No. 57-207 — \$1.05)
\$1.05)

- Energy balance sheets in both natural units and B.T.U.'s for 16 fuel types by region. Each balance sheet shows data on production, imports, exports, interregional movements, conversion from one energy form to another, and consumption by 10 consuming sectors.

The following publications are available at Canadian Government Bookstores, or from OECD Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and Development, Survey by the Energy Division, *Annual Survey of Electric Power Equipment, Situation and Prospects* (\$4.50 U.S.)

- this report combines the results of two studies carried out by the OECD:
 - a) survey of the Energy Division in the development of capital equipment in the electricity supply industry and its technical characteristics (Part One)
 - b) survey of the Special Committee for Machinery on the trends of deliveries, orders on hand and production capacity of European manufacturers of heavy equipment for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the situation as of January 1st and give an indication of trends for the next five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Energy Division, *The Electricity Supply Industry* (\$3.40 U.S.)

- this annual report makes a general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last two years and provides an outlook for the following five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, *Statistics of Energy* (\$4.00 U.S.)

- this report presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in consolidated and comparable form.

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utilities or government agencies in each country.

BIBLIOGRAPHIE DE PUBLICATIONS CHOISIES RELATIVES À L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Les lecteurs désireux d'obtenir des données statistiques additionnelles peuvent demander les publications suivantes, en anglais et en français, préparées par la Division des industries manufacturières et primaires de Statistique Canada. Les commandes, accompagnées du paiement en monnaie canadienne, doivent être adressées à Statistique Canada, Ottawa, Ontario, Canada, K1A 0T6.

Statistique de l'énergie électrique. Volume I. — *Enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux* (n° de catalogue 57-204 — \$1.05)

- ce rapport présente les résultats de l'enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux et traite de tous les producteurs d'énergie électrique du Canada qui produisent ou produiront 20 millions de kWh ou plus par année au cours de la période de prévision.

Statistique de l'énergie électrique. Volume II. — *Statistiques annuelles* (n° de catalogue 57-202 — \$1.40)

- ce rapport comprend diverses données statistiques annuelles relatives aux services d'électricité et aux établissements industriels, dont la puissance installée, la production, l'approvisionnement et l'utilisation, le nombre d'abonnés, les revenus, les ventes, les transports d'énergie, les services aux résidences et aux fermes ainsi que les réseaux de transport. Sont également incluses, pour les services d'électricité, les données statistiques relatives aux combustibles, aux employés, aux traitements et salaires, aux actifs et passifs, aux comptes de revenu, aux impôts et aux frais d'établissement et d'entretien.

Statistique de l'énergie électrique. Volume III. — *Inventaire des moteurs primaires et des génératrices électriques* (n° de catalogue 57-206 — \$2.10)

- ce rapport présente une énumération annuelle détaillée des moteurs primaires et des génératrices électriques de plus de 500 kW.

Statistique de l'énergie électrique. Mensuel (n° de catalogue 57-001 — 30c. par copie)

- ce rapport mensuel présente les statistiques préliminaires relatives à l'énergie électrique.

Factures d'électricité pour les services domestique, commercial et à la petite industrie (n° de catalogue 57-203 — 70c.)

- ce rapport est fondé sur des échelles de tarifs fournies par les producteurs d'électricité et les municipalités responsables de la distribution de l'énergie électrique dans les grandes villes et les municipalités qui font l'objet d'une enquête annuelle. Les factures mensuelles sont calculées de façon à montrer le revenu retiré, selon les distributeurs, de la vente de quantités définies d'électricité utilisées à des fins précises.

Disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (n° de catalogue 57-207 — \$1.05)

- Bilans énergétiques en unités naturelles et en B.T.U. pour 16 combustibles différents. Chaque bilan fournit des données sur la production, les importations, les exportations, les transferts d'énergie d'une région à l'autre, la conversion d'une forme d'énergie à une autre et la consommation selon 10 secteurs de consommation.

Les publications suivantes sont en vente aux Librairies du gouvernement du Canada ou au Bureau des publications de l'OCDE, 2, rue André-Pascal, 75 Paris 16^e, France.

Organisation de coopération et de développement économiques, Enquête de la Division de l'énergie, *Enquête annuelle sur l'équipement électrique*. Situation et perspective (\$4.50 É.-U.)

- ce rapport combine les résultats de deux études exécutées par l'OCDE, soit:
 - a) une enquête de la Division de l'énergie sur le développement de l'équipement lourd et de ses caractéristiques techniques dans l'industrie du matériel électrique (Partie I)
 - b) une enquête de la Commission spéciale du matériel sur les tendances des ventes, des commandes en main et de la capacité de production des fabricants européens de matériel lourd de centrales (Partie II).

Ces deux enquêtes complémentaires présentent la situation au 1^{er} janvier et donnent une indication des tendances pour les cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de l'énergie, *L'industrie de l'électricité* (\$3.40 É.-U.)

- ce rapport annuel présente une revue générale de l'industrie de l'électricité dans les pays de l'OCDE au cours des deux dernières années et une perspective des cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de la statistique économique et des comptes nationaux, *Statistique de l'énergie* (\$4 É.-U.)

- ce rapport présente annuellement un ensemble de statistiques fondamentales sur la production, le commerce, la consommation, etc., de chaque source d'énergie en suivant une ordonnance normalisée présentant une forme unifiée et comparable.

Il est en outre possible d'obtenir des renseignements plus détaillés sur des pays étrangers en s'adressant aux services d'électricité, aux organisations et aux organismes gouvernementaux de chaque pays.

51
822

electric power

in canada • 1977

l'énergie électrique

au canada 1977

Cover Photo:

*Sundance Thermal Plant
Lake Wabamun, Alberta*

*Photographs were provided through the
courtesy of:*

Photo de couverture:

*La centrale thermique Sundance
lac Wabamun en Alberta*

*Les photographies sont une gracieuseté
de:*

*Alberta Power Ltd.
Calgary Power Ltd.
Hydro-Québec
Institut de recherche de l'Hydro-Québec
Manitoba Hydro
New Brunswick Electric Power Commission
Newfoundland and Labrador Hydro
Newfoundland Light and Power Co.
Ontario Hydro
Société d'énergie de la baie James*

ELECTRIC POWER IN CANADA

L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA

Electrical Section
Energy Policy Sector
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES

Section de l'énergie électrique
Secteur de la politique énergétique
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

Published under the authority of
Honourable Alastair Gillespie
Minister of Energy, Mines
and Resources
Government of Canada

Publié en vertu de l'autorisation de
l'honorable Alastair Gillespie
Ministre de l'énergie, des mines,
et des ressources
Gouvernement du Canada

© Minister of Supply and Services Canada 1978

Cat. No. M24-5/1978

ISBN 0-662-50150-0

© Ministre des Approvisionnements et Services Canada 1978

Nº de cat. M24-5/1978

ISBN 0-662-50150-0

CONTENTS

	Page
DEVELOPMENTS IN 1977	1
Capacity and Production	1
Consumption Trends	4
Other Developments	7
PROVINCIAL HIGHLIGHTS	9
Newfoundland and Labrador	9
Prince Edward Island	11
Nova Scotia	11
New Brunswick	12
Quebec	14
Ontario	17
Manitoba	20
Saskatchewan	22
Alberta	22
British Columbia	26
Yukon and Northwest Territories	27
FUEL USE	29
DEMAND FORECASTING AND ELECTRICITY SUBSTITUTION	31
EXPORTS AND IMPORTS	33
INDUSTRY STRUCTURE	36
CAPITAL INVESTMENT	38
FINANCING	42
COSTING AND PRICING	44
WATER POWER	50
RESEARCH AND DEVELOPMENT	52
ANNEX	55
DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS	57
LIST OF TABLES	70
LIST OF FIGURES	71

TABLE DES MATIÈRES

PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1977
Capacité et production
Tendances de la consommation
Autres Projets
REVUE PAR PROVINCE
Terre-Neuve et Labrador
Île-du-Prince-Édouard
Nouvelle-Écosse
Nouveau-Brunswick
Québec
Ontario
Manitoba
Saskatchewan
Alberta
Colombie-Britannique
Yukon et Territoires du Nord-Ouest
UTILISATION DU COMBUSTIBLE
PRÉVISION DE LA DEMANDE ET SUBSTITUTION DE L'ÉLECTRICITÉ
EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS
STRUCTURE DE L'INDUSTRIE
DÉPENSES D'INVESTISSEMENT
FINANCEMENT
ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX
ÉNERGIE MARÉMOTRICE
RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT
APPENDICE
DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS
LISTE DES TABLEAUX
LISTE DES FIGURES

DEVELOPMENTS IN 1977

CAPACITY AND PRODUCTION

Preliminary figures for net additions to generating capacity during 1977 year totalled 821 MW and raised the total installed generating capacity by 5.8% to 70,217 MW. The 1976 preliminary total capacity figure shown in this publication last year has been revised downward by 1,692 MW to 66,395 MW. The major reasons for this change are: two units (1,148 MW) in Ontario were double counted; two units (546 MW) in Alberta were shown to come into service in 1976, but they were actually put into service in 1977. The revised capacity figures for 1976 are shown in detail in Table A5.

(Tables with the letter "A" before the number are found in the Annex.)

The capacity additions during 1977 consisted of 865 MW hydro, 1,356 MW of conventional thermal and 1,600 MW nuclear. Table 1 lists installed capacity by province at December 31, 1977, and proposed capacity expansions.

Historical installed capacity (shown graphically in Figure 1) and energy consumption are included in Table A1.

Total production increased in 1977 by 7.9% to 316,549 GWh. Part of the increase resulted from the 5.4% growth in Canadian consumption and the balance was from increased exports. Figure 2 illustrates installed capacity and production by principal fuel type by province for 1977 and Figures 3 and 4 show regional capacity and production relative to the Canadian total and Canadian electric power supply by principal fuel type respectively.) Tables A2 to A5 provide detailed information on demand, provincial production, capacity and exports.

Across the country, changes in production ranged from an increase of 23.4% in New Brunswick (resulting largely from the bringing into service the third and last oil-fired generation unit at Coleson Cove) to a reduction of 10.6% in Manitoba. Hydro

PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1977

CAPACITÉ ET PRODUCTION

D'après les données préliminaires, des additions nettes de 3821 MW en 1977 ont porté la capacité de production installée totale à 70 217 MW, soit une augmentation de 5,8%. Le résultat préliminaire donné dans la publication de 1976 a été abaissé à 66 395 MW (réduction de 1 692 MW), principalement pour les raisons suivantes: (1) deux unités de 1 148 MW en Ontario ont été comptées en double, (2) deux unités de 546 MW en Alberta ont été présentées comme devant entrer en service en 1976, alors qu'elles l'ont été en 1977. Le tableau A5 indique en détail les nouvelles données de 1976.

(Les tableaux dont les numéros sont précédés de la lettre A figurent en appendice)

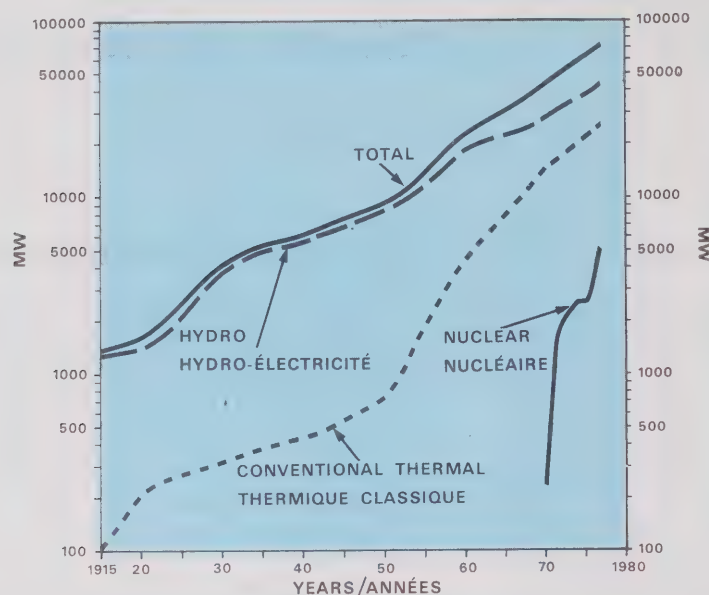
Les additions de capacité en 1977 se sont réparties comme suit: 865 MW pour les centrales hydro-électriques, 1 356 MW pour les centrales thermiques classiques et 1 600 MW pour les centrales nucléaires. Le tableau 1 indique la capacité de production installée par province au 31 décembre 1977, et les projets d'expansion.

Le tableau A1 présente des données sur l'évolution de la capacité installée (présentées sous forme de graphique à la figure 1) et sur la consommation d'énergie.

En 1977, la production totale est passée à 316 549 GWh, soit une augmentation de 7,9% provenant en partie de la hausse de 5,4% de la consommation canadienne et, pour le reste, de l'accroissement des exportations. (La figure 2 indique la capacité installée et la production par principal type de combustible, par province en 1977, tandis que les figures 3 et 4 montrent respectivement la capacité et la production par région en regard de l'ensemble du Canada, et l'approvisionnement d'énergie électrique du Canada par principal type de combustible.) Les tableaux A2 à A5 fournissent des renseignements précis sur la demande, la production des provinces, la capacité et les exportations.

Figure 1 Historical Installed Capacity, 1915-1977

Figure 1 Historique de la capacité installée, 1915-1977



Shows comparative contributions to total by Hydro, Conventional Thermal and Nuclear production.

Permet de comparer les contributions au total apportées par la production hydro-électrique, thermique classique et nucléaire.

Table 1 Installed and Proposed Generating Capacity (MW)

Tableau 1 Capacité de production installée et projetée (MW)

	Hydro Hydro-électrique	Nuclear Nucléaire	Conventional Thermal Thermique classique	Total Total	% of Total % du total	
Newfoundland	6376	-	596	6972	10	Terre-Neuve
Prince Edward Island	-	-	118	118	.*	Île-du-Prince Édouard
Nova Scotia	160	-	1,370	1,530	2	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	680	-	1,668	2,348	3	Nouveau-Brunswick
Quebec	15,025	266	892	16,183	23	Québec
Ontario	7,062	4,800	12,027	23,888	34	Ontario
Manitoba	2,699	-	489	3,188	5	Manitoba
Saskatchewan	567	-	1,545	2,112	3	Saskatchewan
Alberta	718	-	3,789	4,507	6	Alberta
British Columbia	6,961	-	1,743	8,704	12	Colombie-Britannique
Yukon	58	-	44	103	.*	Yukon
Northwest Territories	47	-	115	163	.*	Territoires du Nord-Ouest
Plants Not Listed By Province	-	-	403	403	1	Installations sans précision de la province
Canada Total At Dec. 31, 1977(1)	40,353	5,066	24,798	70,217	100	Total au Canada au 31 décembre 1977(1)
Percent of Total Capacity, End 1977	58	7	36	100	-	Pourcentage de la puissance totale, fin 1977
Net Additions During 1977(1)	865	1,600	1,356	3,821	-	Additions nettes au cours de 1977(1)
Planned Additions During 1978	1,564	-	1,918	3,482	-	Additions projetée au cours de 1978
Planned Additions 1979-1987**	15,565	10,820	6,096	32,480	-	Additions projetées de 1979 à 1987**

.* Less than 0.5%
(1) Moins de 0.5%
Preliminary Data.
Données préliminaires

** These figures do not necessarily include all additions for this period; totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.
Ces chiffres ne comprennent pas nécessairement toutes les additions de la période; les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme d'éléments à cause de l'arrondissement des nombres

Table 1 (continued, MW)

Tableau 1 (suite, MW)

	Steam Conventional (1)	Nuclear	Gas Turbine	Internal Combustion	Total Thermal	
	Vapeur Classique (1)	Nucléaire	Turbine à gaz	Combustion Interne	Production Totale Thermique	
Newfoundland	355	-	170	72	596	Terre-Neuve
Prince Edward Island	71	-	41	7	118	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	1164	-	205	1	1370	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	1640	-	23	5	1668	Nouveau-Brunswick
Quebec	656	266	161	76	1158	Québec
Ontario	11566	4800	451	10	16827	Ontario
Manitoba	447	-	24	18	489	Manitoba
Saskatchewan	1378	-	147	20	1545	Saskatchewan
Alberta	3532	-	211	46	3789	Alberta
British Columbia	1319	-	296	128	1743	Colombie-Britannique
Northwest Territories	1	-	2	113	115	Yukon Territoires du Nord-Ouest
Plants Not Listed By Province	235	-	127	41	403	Installations sans précision de la province
Canada Total At Dec. 31, 1977(2)	22361	5066	1857	580	29864	Total au Canada au 31 décembre 1977(2)
Percent of Total Capacity, End 1977	32	7	3	1	43	Pourcentage de la puissance totale, fin 1977
Net Additions During 1977(2)	1174	1600	171	11	2956	Additions nettes au cours de 1977(2)
Planned Additions During 1978	1756	-	137	26	1918	Additions projetées au cours de 1978
Planned Additions 1979-1987**	5798	10820	298	-	16916	Additions projetées de 1979 à 1987**

** These figures do not necessarily include all additions for this period; totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.

Ces chiffres ne comprennent pas nécessairement toutes les additions de la période; les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

(1) Details provided in Table A3
Ces données se trouvent au Tableau A3

(2) Preliminary Data.
Données préliminaires.

production in Manitoba was 12.5% below that of 1976 owing to low water flow conditions. Hydro output was also down in Alberta (-22%) and Saskatchewan (-14.6%) but these declines were offset by increases in thermal generation.

Total production of electricity in Canada was derived from hydro, thermal and nuclear generation in proportions of 69.6%, 22.6% and 7.8% respectively. The hydro component declined from 73.6% in 1976 largely as a result of lower water flows in Ontario, New Brunswick and the three prairie provinces. Nuclear production increased by 52% over the previous year and provided nearly 25% of the total generation in Ontario.

Le niveau de production a fluctué partout au pays: le Nouveau-Brunswick a enregistré une hausse de 23,4% (surtout en raison de la mise en service du troisième et dernier groupe de la centrale thermique au pétrole de Coleson Cove), tandis que la production a diminué de 10,6% au Manitoba. Dans cette dernière province, la production d'origine hydro-électrique a été de 12,5% inférieure à celle de l'année précédente en raison du faible niveau des eaux. La production des centrales hydrauliques de l'Alberta et de la Saskatchewan a diminué respectivement de 22% et 14,6%, mais des accroissements de la production des centrales thermiques ont compensé ces baisses.

Les centrales hydro-électriques, thermiques et nucléaires ont fourni respectivement 69,6% 22,6% et 7,8% de la production totale d'électricité du Canada. La production hydro-électrique de 73,6% de 1976 a accusé

Figure 2 Capacité installée et production d'énergie électrique par type de combustible, en 1977



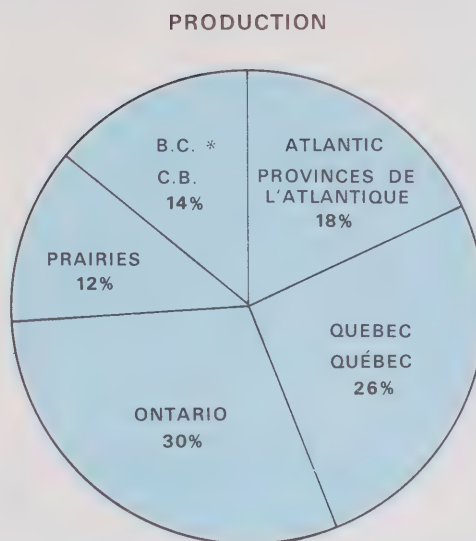
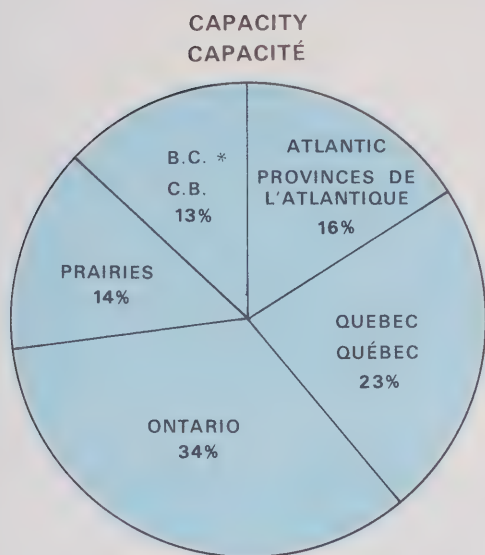
une baisse dont la cause est surtout attribuée au faible niveau des eaux en Ontario, au Nouveau-Brunswick et dans les trois provinces des Prairies. Les centrales nucléaires, dont la production a augmenté de 52 % par rapport à l'année précédente, ont fourni près de 25 % de la production totale de l'Ontario.

TENDANCES DE LA CONSOMMATION

Au Canada, la consommation d'électricité a augmenté de 5,4 % en 1977, pour ainsi passer à 299,4 TWh par rapport à un accroissement de

Figure 3 Regional Capacity and Production Relative to Canadian Total

Figure 3 Capacité et production régionales par rapport au total canadien

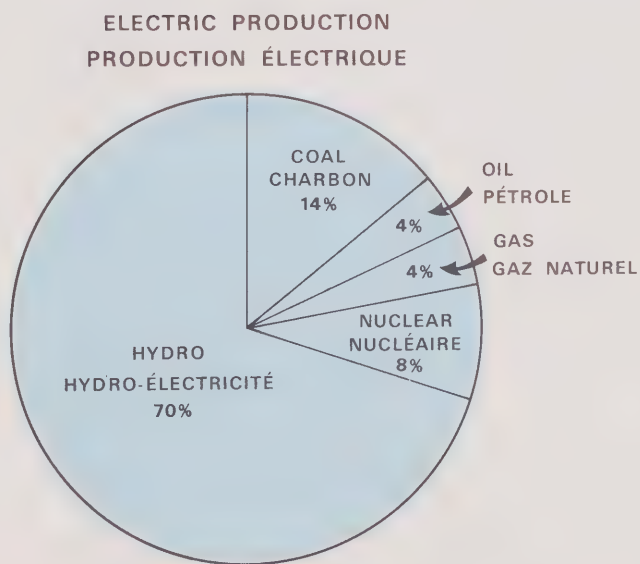
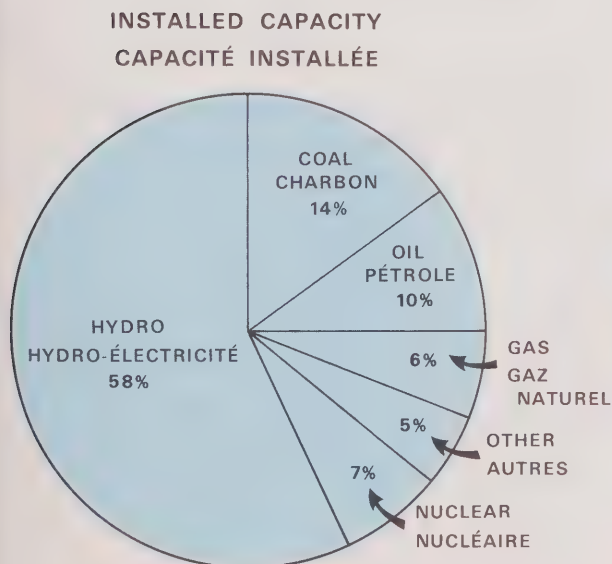


* B.C. Includes Yukon and Northwest Territories.

La Colombie-Britannique comprend le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

Figure 4 Canadian Electric Power Supply by Principal Fuel Type, 1976*

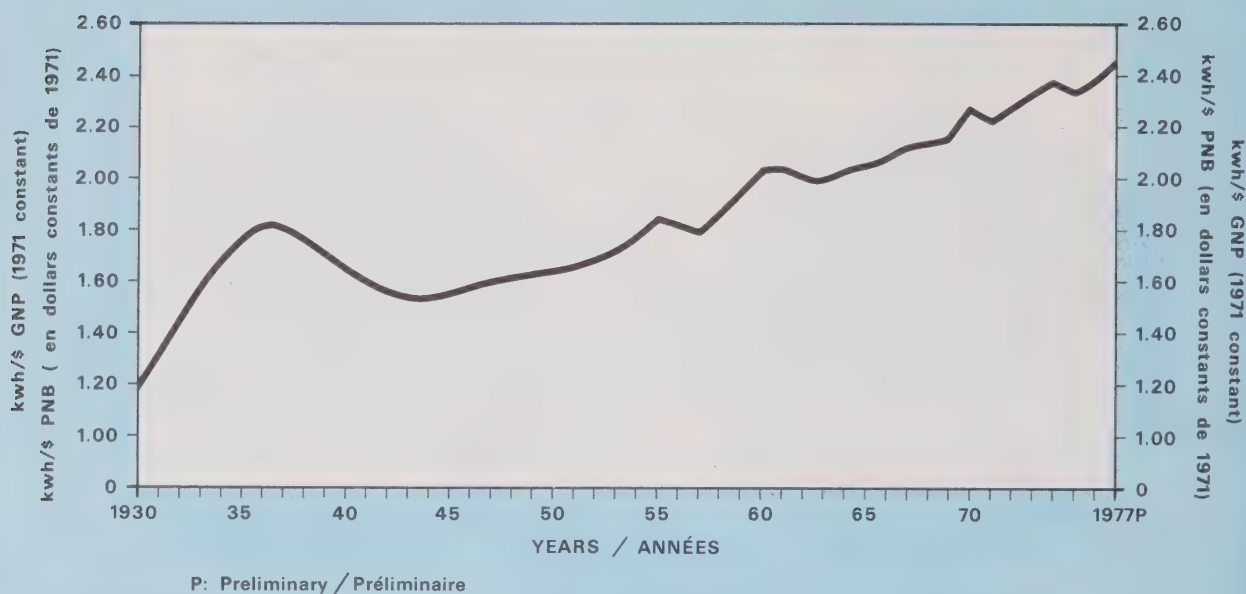
Figure 4 Approvisionnement canadien d'énergie électrique par principal type de combustible, 1976 *



* Preliminary data
Données préliminaires.

**Figure 5 Electricity Consumption
& Real GNP.**

**Figure 5 Consommation d'électricité
et PNB réel**



Sources: Statistics Canada Publications 13-531 and 11-505; Canadian Energy Prospects, (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957, P. 325.

Statistique Canada, Publications 13-531 et 11-505; Canadian Energy Prospects, Royal Commission on Canada's Economic Prospects, John Davis, 1957, p. 325.

**Table 2 Electricity Consumption
by Sector**

**Tableau 2 Consommation d'énergie
électrique par secteur**

		<u>1960</u>	<u>1965</u>	<u>1970</u>	<u>1975</u>	<u>1977*</u>	
Residential	%	21	23	24	26	27	Secteur résidentiel
Commercial	%	13	18	24	28	31	Secteur commercial
Industrial	%	<u>66</u>	<u>59</u>	<u>52</u>	<u>46</u>	<u>42</u>	Secteur industriel
TOTAL	%	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	<u>100</u>	TOTAL

Source: Statistics Canada Publication 57-202.
Publication 57-202 Statistique Canada

* Preliminary Data
Données préliminaires

for the past few years, and it is not expected to be for at least the next couple of years. Annual increases in electricity consumption are not expected to return towards the long range trend until the economy begins operating closer to its capacity.

Figure 5 indicates the close correlation between electricity consumption and real GNP. Since the turbulent period leading up to and during the Second World War, a steadily increasing amount of electricity has been used per dollar of real GNP.

Industrial consumption grew by 11% in 1977, a considerable increase from changes in 1976 (2.0%) and 1975 (-11.4%). Commercial sector consumption increased by only 0.6%, much lower than the 12.7% increase of 1976. In the residential sector, consumption increased by 3.1%, less than half the 7.8% increase in 1976.

The proportion of consumption among the several markets (after deducting losses) and the change over time is shown in Table 2. The declining portion of the industrial sector reflects the declining prominence of electricity intensive industries such as aluminum and pulp and paper.

Total consumption of electricity was divided about one third in each of Ontario and Quebec, 13% in British Columbia, 5.8% in Alberta, between 2% and 4% in each of Nova Scotia, New Brunswick, Manitoba and Saskatchewan and the remainder in Prince Edward Island, the Yukon and the Northwest Territories.

OTHER DEVELOPMENTS

Agreement in principle was achieved during 1977 between the provinces of Prince Edward Island, Nova Scotia and New Brunswick and the federal government for the establishment of a Maritime Energy Corporation. This agreement was reached following the completion of a comprehensive feasibility study. It is anticipated that the undertakings of the Corporation will include: additional major generation and transmission projects in the Maritimes; a system dispatch centre; system planning; and further studies of the feasibility of developing tidal power. The Corporation is expected to foster significant improvements in the economic efficiency of supplying electricity in the Maritimes mainly by enabling the Maritime utilities to undertake projects of larger scale than they would individually or collectively be able to finance. The Corporation also will provide a vehicle through which the economies of integrated planning and dispatch may be fully realized.

7,1% en 1976 et de 6,1% entre 1960 et 1975. Le taux d'augmentation de la consommation a donc été inférieur à la moyenne à long terme et au niveau de 1976, offrant ainsi un exemple concret de la corrélation qui existe entre la consommation d'électricité et l'activité économique. Le produit national brut réel a augmenté d'environ 2,6% en 1977, par rapport à 4,9% en 1976. Le secteur économique du Canada n'a pas donné son plein rendement au cours des dernières années et il semble qu'il ne doive pas le rejoindre avant au moins deux ans. La croissance annuelle de la consommation d'électricité ne s'orientera probablement pas vers les tendances qu'elle a connues pendant nombre d'années, tant que l'économie ne se rapprochera pas d'un rendement optimal.

La figure 5 démontre l'étroite relation entre la consommation d'électricité et le PNB réel. Depuis la période trouble survenue avant et pendant la Seconde Guerre mondiale, la consommation d'électricité par dollar de PNB réel a augmenté de façon soutenue.

En 1977, la consommation industrielle a augmenté de 11%, ce qui représente une hausse considérable par rapport à 1976 (2%) et 1975 (-11,4%). Dans le secteur commercial, la hausse n'a atteint que 0,6% comparativement à 12,7% en 1976. Le secteur résidentiel a accru sa consommation de 3,1%, soit moins de la moitié du taux de 1976 (7,8%).

Le tableau 2 indique la part de consommation de plusieurs marchés (après déduction des pertes) et les modifications enregistrées au cours des années. La diminution de la part du secteur industriel démontre bien que les industries à forte consommation d'électricité, comme celles de l'aluminium et des pâtes et papiers, jouent un rôle moins important.

La consommation totale d'électricité s'est répartie comme suit:

un tiers au Québec et autant en Ontario, 13% en Colombie-Britannique, 5,8% en Alberta, de 2% à 4% dans chacune des provinces de la Nouvelle-Écosse, du Nouveau-Brunswick, du Manitoba et de la Saskatchewan, et le reste dans l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

AUTRES PROJETS

L'Île-du-Prince-Édouard, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et le gouvernement fédéral ont conclu en 1977 une entente de principe en vue de la création d'une Société d'énergie des Maritimes. L'entente a été conclue à la suite de l'achèvement d'une étude détaillée de faisabilité. Il est prévu que

Another significant development during the year was the commissioning of a submarine cable between New Brunswick and Prince Edward Island. By year end the cable was supplying up to half of the power requirements of Prince Edward Island. Additional details of the cable are contained in the Prince Edward Island portion of the Provincial Highlights section and in the section on imports and exports.

la Société s'occupera, entre autres, de l'exécution d'importants projets supplémentaires de production et de transport dans les Maritimes, de la création d'un centre de distribution, de la planification du réseau, et effectuera d'autres études sur la possibilité de mettre en valeur l'énergie marémotrice. La mise en place de cette Société entraînera sans doute une grande amélioration du rendement économique de la distribution d'électricité dans les Maritimes, notamment en permettant aux services publics de la région d'entreprendre des projets de plus grande envergure que ceux qu'ils seraient en mesure de financer seuls ou collectivement. De plus, la Société assurera l'efficacité économique de l'intégration des services de planification et de distribution.

La mise en service d'un câble sous-marin entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard constitue une autre réalisation importante de la dernière année. Vers la fin de 1977, le câble permettait de répondre à la moitié des besoins énergétiques de l'île. D'autres détails sur le câble sont fournis dans la partie "Revue par province" (l'Île-du-Prince-Édouard) et dans la partie réservée aux importations et exportations.

PROVINCIAL HIGHLIGHTS

NEWFOUNDLAND AND LABRADOR

Capacity additions in 1977 were 154 MW from the seventh unit at the Baie d'Espoir hydro development and a 54 MW gas turbine at the Hardwoods sub-station near St. John's. The increased total capacity at Baie d'Espoir is 613 MW. Future capacity additions committed are a 150 MW unit at the Holyrood thermal plant for 1979, and a 75 MW new hydro development at Hind's Lake on the Island, scheduled for service in 1980.

During the year, Newfoundland and Labrador Hydro purchased 115 kilometres of 138 kV line between Deer Lake and Springdale from Bowater Power Company. There was no new major transmission construction in 1977. However, construction will begin in 1978 on 27 kilometres of 230 kV line from Holyrood to Hardwoods sub-station, 72 kilometres of 138 kV line from Deer Lake to Rocky Harbour, and 14 kilometres of 138 kV line from Howley to Hind's Lake.

Newfoundland Light and Power purchased certain of Bowater Power Company's transmission, distribution and sub-station assets and began supplying consumers served by these facilities. The acquisition of these assets has resulted in a number of new interconnection points with Newfoundland Hydro.



REVUE PAR PROVINCE

TERRE-NEUVE ET LABRADOR

En 1977, les additions à la capacité de production comprenaient la mise en production d'un septième groupe hydro-électrique de 154 MW à la baie d'Espoir et d'une turbine à gaz de 54 MW à la sous-centrale de Hardwoods près de St-Jean. La capacité de production totale de la baie d'Espoir est ainsi portée à 613 MW. Les prochaines additions projetées comprennent un groupe de 150 MW à la centrale thermique de Holyrood en 1979 et un nouveau groupe hydro-électrique de 75 MW à Hind's Lake (Terre-Neuve) dont la mise en service est prévue pour 1980.

Au cours de l'année, la Newfoundland and Labrador Hydro a acheté de la Bowater Power Company une ligne de transport de 138 kV (115 kilomètres) reliant Deer Lake et Springdale. Aucun nouveau projet de construction de lignes de transport important n'a eu lieu, en 1977. Cependant, on commencera en 1978 l'installation d'une ligne de 230 kV (27 kilomètres) pour relier Deer Lake à la sous-centrale de Hardwoods, d'une autre de 138 kV (72 kilomètres) entre Deer Lake et Rocky Harbour et d'une dernière de 138 kV (14 kilomètres) entre Howley et Hind's Lake.

La Newfoundland Light and Power a acheté une certaine partie de l'actif de la Bowater Power Company dans les domaines du transport, de la distribution et de l'exploitation de sous-centrales et a commencé à approvisionner les consommateurs desservis par ces installations. L'achat de cet actif a permis d'obtenir un certain nombre de nouveaux points d'interconnexion avec la Newfoundland Hydro.

Newfoundland and Labrador Hydro's new powerhouse at Baie D'Espoir, which houses the seventh (150MW) unit.

Nouvelle centrale de la Newfoundland and Labrador Hydro à Baie D'Espoir contenant le septième groupe (150MW).

Nearly all of Newfoundland's electrical energy consumption (94%) was supplied by hydro, a small amount by combustion turbines and the remainder by oil-fired thermal generation. Churchill Falls production was 3.5% greater than last year at 35.7 TWh. 1977 was the wettest year of the last 28 in the province, resulting in a 17% increase in generation over a normal year by the Baie d'Espoir plant.

Energy consumption in Newfoundland grew by 7.3% to 5.0 TWh. Newfoundland Light and Power sales increased by 6.5% versus 11.2% in 1976. The main cause of the reduced rate of increase was a lower increase in residential sales.

Newfoundland and Labrador Hydro came under the jurisdiction of the province's Public Utilities Board in 1977. The Board makes recommendations to the Newfoundland Cabinet, which decides whether to implement the Board's recommendations.

Newfoundland Light and Power Company's newest mobile substation which is used to facilitate repairs and maintenance to various substations without disruption of services.

Presque tous les besoins en électricité de Terre-Neuve (94 %) ont été comblés par la production des centrales hydro-électriques, une petite quantité par des turbines à combustion et le reste par des centrales thermiques au pétrole. La production de 35,7 TWh de Churchill Falls surpasse de 3,5 % celle de l'année précédente. Étant donné que les pluies ont été plus abondantes dans la province en 1977 qu'au cours des 28 dernières années, la production de la centrale de la baie d'Espoir a dépassée de 17 % celle d'une année normale.

La consommation énergétique de Terre-Neuve a atteint 5.0 TWh, soit une augmentation de 7,3 %. Les ventes de la Newfoundland Light and Power ont enregistré une augmentation de 6,5 %, en regard de 11,2 % en 1976. La principale cause de cette réduction du taux de croissance réside dans la baisse du pourcentage d'augmentation des ventes résidentielles.

En 1977, la Newfoundland and Labrador Hydro a été placée sous la tutelle de l'Office des services publics de la province. L'Office présente des recommandations au conseil des ministres de Terre-Neuve, lequel décide alors s'il doit ou non les mettre en application.

Nouvelle sous-station mobile de la Newfoundland Light and Power, permettant d'effectuer des réparations ou de procéder à l'entretien des sous-stations sans interrompre le service.



PRINCE EDWARD ISLAND

Peak power demand in 1977 was less than 1% above that of 1976. Energy sales increased by 1.6%, the composite of a 2.1% growth of residential sales and 0.5% increase in non-residential sales. These figures are significantly below the growth experienced in the previous year. They may reflect conservation efforts and the fact that Prince Edward Island's electrical rates are, in general, the highest in Canada (apart from smaller isolated communities in the northern territories).

There was no expansion of generating capacity in Prince Edward Island. As indicated earlier, the major facility addition was the installation of two 21.5 kilometre, 138 kV, three-phase submarine cables across the Northumberland Strait to interconnect the island with the New Brunswick Power system. The cable installation included: terminating stations at each shore; sub-station facilities on the Island and the New Brunswick mainland; and 51 kilometres of 138 kV overhead line to connect the mainland terminal to New Brunswick Power's Memramcook sub-station. The federal government provided funding for 5% of the \$36 million cost of the project: \$1.8 million in the form of a grant and \$9 million as a loan.

There were no major additions to Prince Edward Island's transmission network but the operating voltage of two sections was upgraded from 69 kV to 138 kV. Construction of a new 138 kV line from the cable terminal sub-station to Charlottetown is being planned for service in 1980.

NOVA SCOTIA

There was no expansion to the Nova Scotian production system during the year, but construction work was near completion on the 200 MW (two 100 MW units) Wreck Cove hydro project. This plant, designed for peaking use, is scheduled for completion in 1978. Construction work continued on the Lingan coal fired thermal plant. The first 150 MW unit of this station is scheduled for service in 1979, with a second unit of the same size for the following year. The station is designed for future additional capacity of 300 MW depending on adequacy of coal supplies.

Work is underway on the construction of a 345/230 kV terminal station at Onslow, and the upgrading of the associated transmission line to form a third interconnection with the New Brunswick system. It is expected that the line

ÎLE-DU-PRINCE-ÉDOUARD

En 1977, la demande de pointe a augmenté de moins de 1% par rapport à 1976. Les ventes d'énergie se sont accrues de 1,6% en raison d'une augmentation de 2,1% des ventes résidentielles et de 0,5% dans les autres secteurs. Ces données, fortement inférieures à celles des années précédentes, résultent des efforts déployés dans le domaine des économies d'énergie et du fait que les taux de l'Île-du-Prince-Édouard sont habituellement les plus élevés au Canada (à part les plus petites collectivités des territoires nordiques).

La capacité de production de l'île n'a pas augmenté. Ainsi que précédemment indiqué, la principale addition a consisté en l'installation, dans le détroit de Northumberland, de deux câbles sous-marins triphasés de 138 kV (21,5 kilomètres), pour servir d'interconnexion entre l'île et le réseau de la New Brunswick Power. L'installation comprend des stations terminales de chaque côté du détroit, des sous-centrales sur l'île et au Nouveau-Brunswick, une ligne aérienne de 138 kV (51 kilomètres) pour relier la station terminale du Nouveau-Brunswick à la sous-centrale de la New Brunswick Power à Memramcook. Le gouvernement fédéral a financé 75% de ce projet de 36 millions de dollars en versant 18 millions sous forme de subvention et 9 millions sous forme de prêt.

Le réseau de transport de l'île-du-Prince-Édouard n'a pas fait l'objet de grandes additions mais la tension de deux sections de ligne a été portée de 69 à 138 kV. La nouvelle ligne de 138 kV, actuellement en cours de construction entre la sous-centrale d'arrivée du câble et Charlottetown, devrait entrer en service en 1980.

NOUVELLE-ÉCOSSE

Aucune addition n'a été faite au réseau de production de la Nouvelle-Écosse au cours de l'année; par contre les travaux de construction du projet hydro-électrique de 200 MW (deux groupes de 100 MW) à Wreck Cove achevaient. Cette centrale, conçue pour répondre à la demande de pointe, devrait être terminée en 1978. La construction de la centrale thermique au charbon de Lingan se poursuit. Son premier groupe de 150 MW devrait entrer en service en 1979, et le deuxième de la même puissance au cours de l'année suivante. Cette centrale est construite en prévision de futures additions de capacité de 300 MW, selon la disponibilité des approvisionnements en charbon.

On construit actuellement une station terminale de 345/230 kV à Onslow, et on élève

and terminal station will be in service at the 345 kV level in 1979. This 345 kV circuit, in conjunction with the two existing 138 kV transmission lines, will increase the capacity of the interconnection by some 400 MW.

Electrical energy consumption in the province increased only slightly (1.5%) during the year. About 86% of electricity produced in Nova Scotia was from conventional thermal.

NEW BRUNSWICK

The third, (and last), 335 MW generating unit was installed at the Coleson Cove plant during the year. Of the 1,005 MW station capacity, 400 MW are committed for export to New England for a decade from 1976.

The New Brunswick Electric Power Commission is proceeding with a generation expansion program that will raise the installed generating capacity in 1980 by 1,050 MW, an increase of almost 50% over the 1977 level of 2,140 MW. Additions will include hydro, oil and coal fired thermal plus nuclear generation. The Mactaquac hydro station on the Saint John River will be increased by 220 MW to total 638 MW with the installation of the fifth and sixth units in 1979. The capacity of the Dalhousie thermal station will be increased to 300 MW by the installation, in 1979, of a 200 MW unit with the capability of burning oil or coal (the latter from the redeveloped Minto fields). The first nuclear power station in the Maritime region is under construction at Point Lepreau, (west of Saint John on the north shore of the Bay of Fundy). Initial operation of the first 630 MW CANDU unit is scheduled for 1980. Provision is being made for the future addition of a second unit, as it is recognized that nuclear generation can reduce the region's dependence upon high-cost fossil fuels for electricity production, and is the region's lowest cost source of base load electricity.

Planning is well underway for the reinforcement of the provincial transmission system. The existing system will eventually have an overlay at 345 kV for reinforcement of major north-south transmission, and will connect the nuclear station in southwestern New Brunswick with load centres. The first stage of this planned expansion is a 345 kV transmission line between Coleson Cove and Salisbury servicing the Moncton load centre. Salisbury is also the termination point for the reinforced Nova Scotia/New Brunswick

la tension de la ligne de transport connexe en vue de constituer une troisième interconnexion avec le réseau du Nouveau-Brunswick. Cette ligne et la station terminale devraient fonctionner sous 345 kV en 1979. Conjugué aux deux lignes de 138 kV déjà en place, ce circuit de 345 kV augmentera la capacité de l'interconnexion d'environ 400 MW.

La consommation d'énergie électrique de la province n'a que légèrement augmenté au cours de l'année (1,5%). Environ 86 % de l'électricité produite en Nouvelle-Écosse provenait de centrales thermiques classiques.

NOUVEAU-BRUNSWICK

Le troisième et dernier groupe électrogène de 335 MW a été mis en place à la centrale de Coleson Cove au cours de l'année. Des 1 005 MW qui représentent la capacité de production de la centrale, 400 MW font l'objet d'un engagement d'exportation de dix ans vers la Nouvelle-Angleterre, à compter de 1976.

La New Brunswick Electric Power Commission exécute actuellement un programme d'expansion dans le but d'augmenter de 1 050 MW la capacité de production installée en 1980, soit un accroissement de presque 50 % par rapport aux 2 140 MW de 1977. Les additions comprendront des centrales hydro-électriques, des centrales thermiques au pétrole et au charbon, ainsi que des centrales nucléaires. En 1979, l'installation des cinquième et sixième groupes à la centrale hydro-électrique de Mactaquac, sur la rivière Saint-Jean, viendra ajouter 220 MW et porter ainsi la capacité totale à 638 MW. La capacité de la centrale thermique de Dalhousie sera portée à 300 MW en 1979, suite à l'installation d'un groupe de 200 MW dont l'alimentation s'affectuera au pétrole ou au charbon (le dernier provenant du gisement Minto récemment remis en exploitation). La première centrale nucléaire de la région des Maritimes est actuellement en cours de construction à Pointe Lepreau, à l'ouest de Saint-Jean, sur la rive nord de la baie de Fundy. La mise en service du premier groupe CANDU de 630 MW est prévue pour 1980. Des dispositions ont été prises quant à l'installation future d'un deuxième groupe. On considère en effet qu'une production accrue d'électricité d'origine nucléaire permettrait à la région de réduire sa dépendance à l'égard des approvisionnements coûteux en combustibles fossiles utilisés pour la production d'électricité, et qu'il s'agit là de la source la moins coûteuse d'électricité de charge de base.

On étudie actuellement la possibilité de renforcer le réseau provincial de transport.



The three unit oil-fired Coleson Cove generating station located on the Bay of Fundy. Two of the units were brought on line by the New Brunswick Electric Power Commission in 1976 and one unit in 1977.

Centrale alimentée au pétrole, comprenant trois génératrices, à Coleson Cove, sur la baie de Fundy. La New-Brunswick Power Commission a mis deux génératrices en service en 1976 et l'autre en 1977.

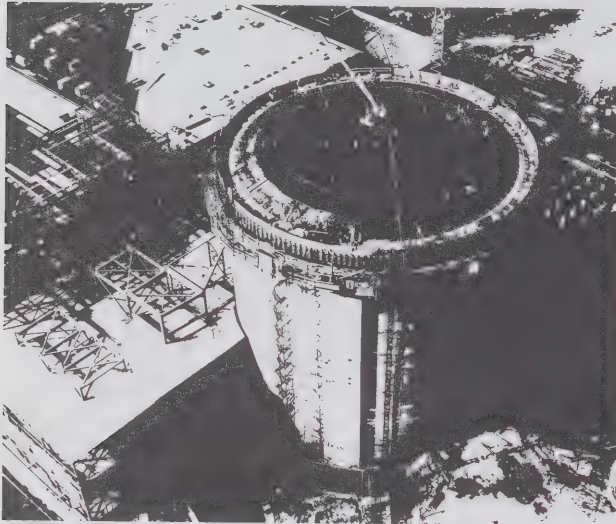
Interconnection to be completed in 1979. Construction was initiated on the 345 kV transmission line between St. Andre, near Grand Falls, and the Eel River Terminal, the termination point of the Hydro Quebec intertie and the new Dalhousie Generating Unit. A second 345 kV line of 116 kilometres connecting Coleson Cove to the Keswick Switching Centre was completed during the year and a 345 kV connection to Point Lepreau will be completed in 1978.

Interconnection of the New Brunswick and Prince Edward Island grids was completed during the year, as described earlier for Prince Edward Island.

An order has been placed for a 69 kV submarine cable to link Grand Manan in the Bay of Fundy with the mainland grid in 1978.

Une ligne de 345 kV sera finalement superposée au réseau actuel afin de renforcer la principale ligne de transport nord-sud et de relier la centrale nucléaire du sud-ouest du Nouveau-Brunswick aux centres de consommation. La première étape de ce projet d'expansion consistera en l'installation d'une ligne de transport de 345 kV entre Coleson Cove et la sous-centrale de Salisbury alimentant le centre de consommation de Moncton. Salisbury sert également de station terminale de l'interconnexion renforcée entre la Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick dont l'installation devrait être terminée en 1979. On a commencé la construction d'une ligne de transport de 345 kV entre St-André, près de Grand-Sault, et le terminal d'Eel River, soit la station terminale de l'interconnexion de l'Hydro-Québec et du nouveau groupe électrogène de Dalhousie. Une deuxième ligne

The provincial electrical utility consumption grew by 7.9% in 1977, made up of a 12.3% increase in industrial consumption and a 4.8% increase in non-industrial consumption. Sales growth in the last nine months of the year showed a marked decline with a non-industrial sales growth of 3.1% and an industrial sales growth of 7.8%, thus representing a total system growth of 5.1%. A decline of almost a third (30%) in the number of new residential and general service customers relative to the previous year appears to have contributed to this reduced increase in sales growth.



Pointe Lepreau

Pointe Lepreau

QUEBEC

The only additions in 1977 to Hydro Quebec's generating capacity were the installation of two 53 MW combustion turbines at Cadillac in the Abitibi system and one 6MW internal combustion unit on Iles-de-la-Madeleine.

Hydro Quebec's current generation expansion program is designed to meet an average utility growth of 7.7% per annum in peak demand over the next decade, (7.4% annual rate of energy growth). The installation program is expected to have three stages during 1978-1990:

- 1978 - 1979

Bringing into service the Outardes II plant (454 MW) and the Gentilly II nuclear unit (630 MW) plus the installation of gas turbines and the purchase of peaking power, to meet the capacity deficit which would otherwise exist in this period;

de 345 kV (116 kilomètres) reliant Coles Cove au centre de commutation de Keswick a été mise en place au cours de l'année et les travaux d'installation d'une connexion de 345 kV à la centrale de Pointe Lepreau prendront fin en 1978.

Ainsi que précédemment décrit au chapitre de l'Île-du-Prince-Édouard, les travaux d'installation de l'interconnexion entre les réseaux du Nouveau-Brunswick et de l'Île-du-Prince-Édouard ont pris fin au cours de l'année.

On a fait passer une commande pour un câble sous-marin de 69 kV en vue de relier Grand-Manan, dans la baie de Fundy, au réseau du continent en 1978.

En 1977, la consommation d'électricité de la province a augmenté de 7,9%, en raison d'une hausse de 12,3% de la consommation industrielle et de 4,8% de la consommation non industrielle. Au cours des neuf derniers mois de l'année, le taux de croissance des ventes a sensiblement diminué, les ventes non industrielles n'ayant augmenté que de 3,1%, et celles à l'industrie de 7,8%; cela représente une augmentation globale de 5,1% pour tout le réseau. Une diminution de presque un tiers (30%) du nombre de nouveaux clients du secteur résidentiel et des clients en général semble avoir contribué au ralentissement de la croissance de la demande en 1977.

QUÉBEC

Les seules additions faites en 1977 à la capacité de production de l'Hydro-Québec sont l'installation de deux turbines à combustion de 53 MW à Cadillac, dans le réseau de l'Abitibi et d'un groupe à combustion interne de 6 MW aux Îles-de-la-Madeleine.

Le programme actuel de l'Hydro-Québec en ce qui concerne l'expansion de la capacité de production, est conçu pour répondre à une demande de pointe dont le taux moyen de croissance annuel au cours de la prochaine décennie atteindra 7,7% (taux annuel de 7,4% de la croissance énergétique). On prévoit que le programme d'installation sera réparti en trois étapes au cours de la période de 1978 à 1990.

- 1978 à 1979

Mettre en service la centrale d'Outardes II (454 MW) et la centrale nucléaire de Gentilly II (630 MW) et, en plus, installer



Construction of the KA3 dam at Caniapiscau, part of the James Bay project. The water from the reservoir created by retention of the waters of the Caniapiscau River will flow into the La Grande River upstream of LG-4, via the Laforge River.

Construction du barrage KA3, à Caniapiscau faisant partie de l'exploitation de la baie James. Les eaux du réservoir créé par l'accumulation des eaux de la rivière Caniapiscau s'écouleront, via la rivière Laforge, dans la rivière La Grande, en amont du barrage LG-4.

- 1980 - 1985

Bringing into service, in stages, of the La Grande complex in the James Bay region of approximately 10,260 MW;

- 1986 - 1990

Expected program: 4,600 MW of hydro peaking capacity; 5,900 MW of hydro-based capacity; 3,600 MW nuclear capacity. These are subject to modifications, which may be required to comply with provincial energy policy.

Construction of the Manicouagan-Outardes hydro complex is continuing with the installation of three 151.3 MW units at the Outardes II station scheduled for 1978. Outardes II will be Hydro Quebec's third development on the Outardes River and will replace the present 50 MW development at Chute aux Outardes. Construction is also continuing on the 630 MW single unit CANDU nuclear station at Gentilly II which is expected to be placed in service in 1979.

The forecast deficit of generating capacity during 1978 and 1979 will be met by the purchase of power and the installation of gas turbine units. An additional 240 MW of peaking capacity will be provided by installation in 1979 of a four unit combustion turbine station (La Citrière). Power purchases are expected to include 150 MW from Alcan, 200 MW from New Brunswick Electric Power Commission and 350 MW from other sources.

Initial production from the James Bay complex is scheduled for 1980. The La Grande River is being developed in the first phase at four sites with total maximum capacity of 10,260 MW. The first station will be LG-2, containing sixteen 333 MW units, for a total capacity of 5,328 MW; six units are scheduled for service in 1980, to be followed by six more in 1981 and the final four in 1982. First power from LG-3 is expected in 1982 and from LG-1 in 1983. The LG-3 station will consist of ten 192 MW units for a total capacity of 1,920 MW. The LG-1 station will be a 980 MW development in ten units. At the LG-4 site, seven 254 MW units are planned for service in 1984 with the eighth and final unit to follow in 1985 for a total capacity of 2,032 MW.

In the Abitibi network, which will remain isolated from the main system until 1979, a 54 MW combustion turbine unit was put in service at the end of 1976 and two more during 1977, for a total capacity of 180 MW. Ontario Hydro will supply 100 MW until 1979. In addition, production of the Abitibi hydro plant will be enhanced by diversion from the Cabonga Reservoir. It is expected that these measures

des turbines à gaz et acheter de la puissance de pointe pour suppléer au manque de capacité qui, sans ces précautions, se ferait sentir au cours de la période.

- 1980 à 1985

Mettre en service, par étapes, le complexe de La Grande (région de la baie James) d'une capacité de production d'environ 10 260 MW.

- 1986 à 1990

Programme planifié: 4 600 MW de capacité de pointe d'origine hydraulique; capacité de 5 900 MW assurée par des sources hydrauliques; capacité de 3 600 MW provenant des centrales nucléaires. Ces prévisions sont sujettes aux modifications qu'il faudra peut-être apporter pour se conformer à la politique énergétique de la province.

La construction du complexe hydro-électrique de Manicouagan-Outardes se poursuit, et l'installation de trois groupes de 151,3 MW à la centrale d'Outardes II est prévue pour 1978. Outardes II, le troisième aménagement de l'Hydro-Québec sur la rivière aux Outardes, remplacera l'installation actuelle de 50 MW à Chute-aux-Outardes. La construction du groupe unique de 630 MW à la centrale nucléaire CANDU à Gentilly II, dont la mise en service doit avoir lieu en 1979, progresse également.

L'achat de puissance et l'installation de groupes de turbines à gaz comblera le déficit prévu dans la capacité de production en 1978 et 1979. L'installation, en 1979, d'une centrale (La Citrière) comprenant quatre groupes de turbines à combustion fournira une capacité de pointe additionnelle de 240 MW. La répartition des achats d'énergie devraient se présenter comme suit: 150 MW de l'Alcan, 200 MW de la New Brunswick Electric Power Commission et 350 MW d'autres sources.

La mise en production du complexe de la baie James doit avoir lieu en 1980. La première phase de l'aménagement de la Grande-Rivière est en cours à quatre emplacements et la capacité maximale totale atteindra 10 260 MW. La première centrale (LG-2), comptera 16 groupes de 333 MW, soit une capacité totale de 5 328 MW; on prévoit la mise en service de six groupes en 1980, de six en 1981 et de quatre autres en 1982. La centrale LG-3 devrait fournir de l'énergie en 1982, et LG-1 en 1983. La centrale LG-3 comprendra dix groupes de 192 MW, pour une capacité totale de 1 920 MW. La centrale LG-1 fournira 980 MW répartis entre dix

will permit Hydro Quebec to meet the demand in the Abitibi system until it is interconnected with the James Bay complex.

On the Îles-de-la-Madeleine, one 6 MW internal combustion unit was installed in 1977, three 6 MW internal combustion units are planned for 1978. Additional diesel units will likely have to be installed in 1981 or 1982 to meet anticipated growth in demand. An experimental wind turbine rated at 200 kW is now undergoing tests and is expected to be commissioned for service by summer 1978.

It is expected that electricity's share of the Quebec energy market will increase during the coming years. It is forecast that by 1990 there will be significant substitution of electricity for other forms of energy in home heating. This scenario is consistent with that outlined in Phase I of the Province's White Paper on Energy Policy, released late in 1977. Phase II of that Energy Policy, expected in mid-1978, will set out in detail the province's energy policy.



Cadillac Construction Site

Chantier Cadillac

ONTARIO

In 1977 Ontario Hydro added the following to its installed capacity: the second and third of four 800 MW nuclear units at the Bruce Nuclear Power Station; the second 37 MW hydroelectric unit at Arnprior; and an 11 MW gas turbine unit at the Bruce heavy water plant.

Ontario Hydro's long-range plans continue to place strong emphasis on nuclear CANDU units as a major source of generation. However, long term expansion of generating capacity is currently under examination by the Ontario Royal Commission on Electric Power Planning and the Select Committee of the Legislature.

groupes. Au chantier de LG-4, on envisage l'entrée en service de sept groupes de 254 MW en 1984; le huitième et dernier groupe suivra en 1985 et portera la capacité totale à 2032 MW.

Au réseau de l'Abitibi, destiné à demeurer isolé du réseau principal jusqu'en 1979, s'ajoute un groupe de turbines à combustion de 54 MW, mis en service vers la fin de 1976, et deux autres groupes en 1977, portant ainsi la capacité totale à 180 MW. L'Hydro-Ontario fournira 100 MW jusqu'en 1979. De plus, la dérivation des eaux du réservoir Cabonga viendra accroître la production de la centrale hydraulique de l'Abitibi. On prévoit que ces mesures permettront à l'Hydro-Québec de répondre à la demande du réseau de l'Abitibi jusqu'à la réalisation de l'interconnection de ce dernier avec le complexe de la baie James.

En 1977, un groupe à combustion interne de 6 MW a été installé aux Îles-de-la-Madeleine, et trois autres devraient suivre en 1978. Des groupes Diesel supplémentaires devront probablement y être installés en 1981 ou 1982 pour répondre à l'accroissement prévu de la demande. Une turbine éolienne de 200 kW, sur laquelle on procède actuellement à des essais, devrait entrer en service au cours de l'été 1978.

On prévoit que la part de l'électricité sur le marché de l'énergie au Québec augmentera au cours des prochaines années. Les autorités s'attendent à un emploi plus considérable de l'électricité en remplacement d'autres formes d'énergie pour le chauffage des maisons d'ici 1990. Ce scénario concorde avec celui exposé dans la Phase I du Livre blanc sur la politique de l'énergie, que la province a publié vers la fin de 1977. La Phase II du livre blanc, qui devrait être rendue publique vers le milieu de 1978, exposera en détail la politique énergétique de la province.

ONTARIO

Les additions faites en 1977 à la capacité de production installée de l'Hydro-Ontario comprennent l'installation du deuxième et du troisième des quatre groupes de 800 MW à la centrale nucléaire de Bruce, la mise en place du deuxième groupe hydro-électrique de 37 MW à Arnprior et l'installation d'un groupe de turbines à gaz de 11 MW à l'usine d'eau lourde de Bruce.

Dans ses projets à long terme, l'Hydro-Ontario accorde beaucoup d'importance aux groupes CANDU qu'elle considère comme une importante source de production. Cependant, les projets d'expansion à long terme de la capacité de production font actuellement l'objet



Ontario Hydro's Bruce Nuclear Power Station. The first of four 800 MW units was put in service in 1976 and two more in 1977. The last unit is scheduled for in-service in 1979. In the background can be seen the towers of the Bruce Heavy Water Plant.

La centrale nucléaire Bruce de l'Ontario Hydro. La première des quatre génératrices d'une puissance de 800MW a été mise en service en 1976 et deux autres l'ont été en 1977. La dernière devrait l'être en 1979. A l'arrière-plan, on aperçoit les tours de l'usine d'eau lourde Bruce.

Environmental assessments for all new major generation projects beyond those currently approved for construction now fall under Ontario's Environmental Assessments Act (1975). Through this process, it is estimated that a lead-time for the in-service date of the first unit of a major station located on a new site will be upwards of 14 years, dating from initial site proposal.

No further hydro expansion is currently scheduled by Ontario Hydro. Great Lakes Power Company is proposing to install three 18 MW hydro units to replace the existing 21.5 MW low head plant at Sault Ste. Marie. The new installations are being planned for service in 1981 and the plant will be called St. Mary's.

Fossil-fueled capacity additions by Ontario Hydro in 1978 will include the seventh and eighth 500 MW units to complete the Nanticoke coal fuelled station. An oil-fired station at Wesleyville near Port Hope, (of a similar design to Lennox), is scheduled for service in 1981. In northwestern Ontario, a two unit, 300 MW addition to Ontario Hydro's

d'études à l'Ontario Royal Commission on Electric Power Planning et au Comité spécial du corps législatif.

Les études environnementales ayant trait à tous les nouveaux grands projets de production dont la construction n'est pas encore approuvée tombent maintenant sous l'autorité de l'Environmental Assessments Act (1975). Ce processus prévoit qu'en vertu de ce mécanisme, il faudra compter plus de 14 ans, à partir de la proposition initiale d'emplacement, pour mettre en service le premier groupe d'une grande centrale construite sur un nouvel emplacement.

Actuellement, l'Hydro-Ontario ne prévoit pas accroître sa capacité de production hydraulique. La Great Lakes Power Company projette d'ajouter trois groupes hydrauliques de 18 MW pour remplacer la centrale de faible hauteur de chute (21,5MW) à Sault Sainte-Marie. Les nouvelles installations, dont l'entrée en service doit avoir lieu en 1981, porteront le nom de centrale de St. Marys.

coal-fired Thunder Bay plant is scheduled for 1980 and the first two units of a four unit 1000 MW coal-fueled generating station at Atikokan have been committed for service in 1983. The Thunder Bay addition and the Atikokan station are being designed to use western Canadian coal. The continuing program of nuclear generation is expected to add 9,560 MW of additional nuclear capacity in four stations scheduled as follows:

Bruce "A"	1 x 800 by 1979
Bruce "B"	4 x 800 by 1982 - 85
Pickering B	4 x 540 by 1981 - 83
Darlington	4 x 850 by 1984 - 87

During 1977 the transmission network in Ontario Hydro was increased by the following: 13.6 circuit kilometres of 230 kV lines; 13.6 circuit kilometres of 115 kV lines; two 230 kV transformer stations; and one 115 kV transformer station. In addition, several large 115 kV and 230 kV capacitor bank installations were placed in service. These facilities were required as a stop-gap measure to strengthen the transmission system until the 500 kV network can be completed.

The projected 500 kV network is a major overlay to the existing 230 kV and 115 kV system to interconnect the major generating stations of Bruce, Nanticoke, Pickering, Wesleyville and Lennox at the more efficient voltage of 500 kV. Some 1,053 circuit kilometres of line are involved in this network of which 6% is now complete. Completion of the first phase of the program is scheduled for November 1978. Included in this project are three new transformer stations which will employ sulphur hexa-fluoride (SF6) switchgear, permitting relatively compact station layouts.

Ontario Hydro's plans to expand its coal supply program from western Canada continued when agreements for rail and vessel service, terminaling facilities and leasing of rolling stock were executed during the year. Production from the mines in British Columbia and Alberta, using the integrated transportation system, should start arriving in Thunder Bay by July of 1978.

Les additions que l'Hydro-Ontario fera en 1978 à ses centrales à combustibles fossiles comprendront un septième et un huitième groupes de 500 MW à la centrale au charbon de Nanticoke. Une centrale au pétrole à Wesleyville, près de Port Hope, de conception similaire à celle de Lennox, devrait être mise en service en 1981. Dans le nord-ouest de l'Ontario, la puissance de la centrale au charbon de Thunder Bay se verra ajouter 300 MW répartis sur deux groupes, en 1980; les deux premiers des quatre groupes de 800 MW de la centrale au charbon d'Atikokan doivent entre en service en 1983. Les additions à la centrale de Thunder Bay et la centrale d'Atikokan seront conçues pour consommer le charbon de l'Ouest canadien. La poursuite du programme de construction de centrales nucléaires augmenterait la capacité de production de 9,560 MW. Voici les quatre centrales prévues dans le cadre du programme:

Bruce "A"	1 x 800, vers 1979
Bruce "B"	4 x 800, entre 1982 et 1985
Pickering B	4 x 540, entre 1981 et 1983
Darlington	4 x 850, entre 1984 et 1987

Les additions au réseau de transport de l'Hydro-Ontario en 1977 comprennent: une ligne de 230 kV d'une longueur de 389 kilomètres, une ligne de 115 kV (13,6 kilomètres), deux postes de transformation de 230 kV et un autre de 115 kV. En outre, plusieurs grandes installations de batteries de condensateurs sous 115 et 230 kV ont été mises en service. Ces installations, qui constituent une mesure provisoire, permettent de renforcer le réseau actuel de transport en attendant l'achèvement du réseau de 500 kV.

Le projet de réseau de 500 kV constitue une importante addition au réseau actuel de 230 et de 115 kV, car il servira d'interconnexion entre les principales centrales de Bruce, de Nanticoke, de Pickering, de Wesleyville et de Lennox, en utilisant une tension plus efficace, soit de 500 kV. On a déjà installé environ 6 % de la ligne de 1053 kilomètres nécessaire au fonctionnement du nouveau réseau. Le parachèvement de la première étape du programme est prévu pour novembre 1978. Le projet comprend également la création de trois nouveaux postes de transformation utilisant un appareillage de commutation à l'hexafluorure de soufre (SF6), dont l'emploi permet une disposition relativement compacte des postes.

L'Hydro-Ontario compte élargir son programme d'approvisionnement en charbon de l'Ouest canadien, en signant, au cours de l'année, des contrats de transport ferroviaire et maritime, de construction d'installations termin-

MANITOBA

The first and second of the projected ten 98 MW generating units at the Long Spruce hydro project were placed in service in 1977, significantly ahead of their originally scheduled in-service dates. It is anticipated that in-service dates for the remaining eight turbine generator units at this station will also be ahead of schedule; an additional four units are expected to be brought into service in 1978.

The Jenpeg hydro project on the Nelson River channel, (50 miles north of Lake Winnipeg), became operational in 1977 upon commissioning the first of the six 28 MW bulb-type units. The remaining five are expected to be commissioned by mid-1979.

Due to a relatively low rate of growth in sales over the past few years and a reduced sales forecast in Manitoba, the scheduled in-service date for the first unit of Limestone has been tentatively deferred to 1984. Cofferdam construction and exploratory drilling are being continued, as originally scheduled, at this site 15 miles downstream of Long Spruce. The camp at the Limestone site has been closed until actual construction is underway.

The main control components of the Churchill River diversion project were completed in the early part of 1977, and Southern Indian Lake was maintained at or near its maximum level throughout the year. Channel improvement work downstream from the Notigi control dam was also completed during the year.

To maintain its option to develop nuclear power in the province, Manitoba Hydro has identified eight possible sites for a nuclear station. However, studies have been suspended since it now appears that nuclear generation may not be required before the mid-1990's.

Transmission line construction in northern Manitoba was largely confined to the interconnection between Long Spruce and a new high voltage direct current (HVDC) converter station at Henday adjacent to the Limestone hydro site and 40 kilometres downstream from the Radisson station. This involved construction of additional alternating current (AC) transmission between Long Spruce and Henday and the extension of an HVDC circuit from Radisson to Henday. The above are components of the Nelson River HVDC transmission system. Expansion of the first bipole was completed during 1977, expanding its capacity by 270 MW to 1620 MW. It will handle the production from the Kettle Rapids generating station and part of the Long Spruce

ales et de location de matériel roulant. Le charbon provenant des mines de la Colombie-Britannique et de l'Alberta devra commencer à arriver à Thunder Bay, par le réseau de transport intégré, d'ici juillet 1978.

MANITOBA

Les deux premiers des dix groupes électrogènes de 98 MW prévus à l'aménagement hydraulique de Long Spruce ont été mis en service en 1977, soit bien avant les dates prévues au départ. On s'attend ce que les dates de mise en service des huit autres groupes de générateurs à turbines de la centrale devancent l'échéancier des travaux. Les quatre autres groupes devraient entrer en service en 1978.

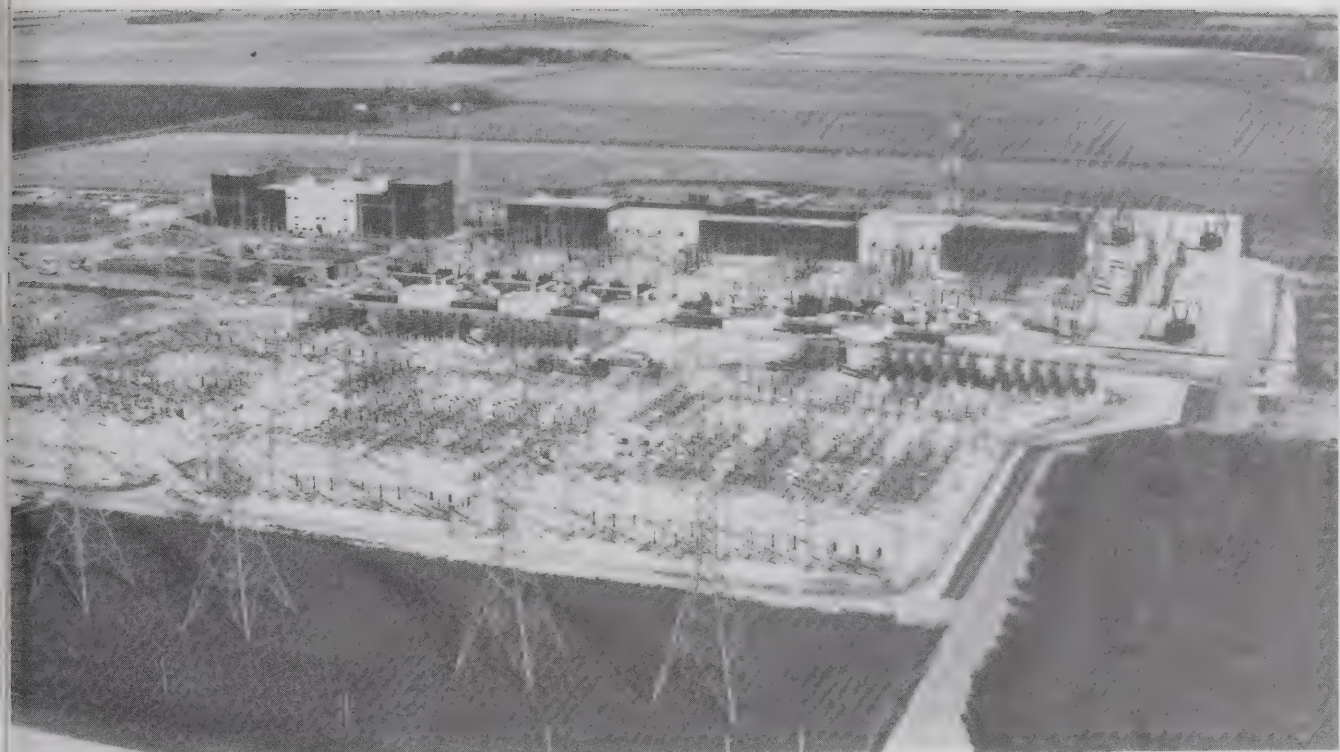
La centrale hydro-électrique de Jenpeg aménagée sur le fleuve Nelson à 50 milles au nord du lac Winnipeg), est entrée en production en 1977, au moment de la mise en service du premier des six groupes de type bulbe de 28 MW. Les cinq autres groupes devraient entrer en service vers le milieu de 1979.

En raison du taux de croissance relativement faible des ventes depuis quelques années et de la réduction des prévisions sur ce chapitre au Manitoba, la date prévue de la mise en service du premier groupe de la centrale de Limestone a été reportée provisoirement jusqu'en 1984. La construction d'un batardeau et les forages d'exploration se poursuivent, conformément à l'échéancier des travaux, 15 milles en aval de Long Spruce. Le chantier de Limestone a été fermé jusqu'à ce que la construction soit effectivement en cours.

L'aménagement des principales installations de contrôle du projet de dérivation du fleuve Churchill a pris fin au début de 1977 et l'année durant, les eaux du lac Sud des Indiens ont été maintenues au niveau, ou près du niveau maximal. On a également terminé les travaux d'amélioration du canal en aval du barrage de retenue de Notigi.

En prévision de l'exploitation de l'énergie nucléaire dans la province, la Manitoba Hydro a reconnu huit emplacements propices à l'aménagement d'une centrale nucléaire. Cependant les études ont été suspendues puisqu'il semble que le besoin d'électricité produite par une centrale nucléaire ne se fera pas sentir avant le milieu des années 1990.

La construction d'une ligne de transport dans le nord du Manitoba a été, en bonne partie, limitée à l'interconnexion entre la centrale de Long Spruce et un nouveau poste de conversion en courant continu sous haute



Dorsey Converter Station, located at the southern end of the Nelson River high voltage line, converts electricity transmitted by direct current to alternating current for distribution. In the building on the right mercury-arc valves are used; while in the building on the left the new thyristor valves will be used. The new technology requires much less space as the sizes of the buildings indicate.

Les installations de conversion Dorsey situées à l'extrémité sud de la ligne de transport à haute tension du fleuve Nelson. L'électricité transportée en courant continu est convertie à cette installation en courant alternatif pour être ensuite distribuée aux consommateurs. Dans le bâtiment de droite on utilise des soupapes à arc de mercure; dans celui de gauche, on installera les nouvelles soupapes thyristor. Cette nouvelle technique exige un espace beaucoup plus restreint, comme le révèlent les dimensions des bâtiments.

station. Construction of the second bipole continues. The first phase (900 MW capacity) is scheduled to be put in service late in 1978, and the second phase (900 MW capacity) in 1986. This second bipole will handle the production from the Limestone generating station and the balance of the Long Spruce station.

In southern Manitoba, a short section of 230 kV line was strung on existing towers, but the major effort was directed to continued planning and preparation for a 500 kV line to the United States. This additional interconnection with the United States is being planned for operation in 1980.

tension (CCHT) de Henday près de la centrale hydro-électrique de Limestone, à 40 kilomètres en aval de la centrale de Radisson. Pour ce faire, il a fallu construire une autre ligne de transport en courant alternatif (CA) entre Long Spruce et Henday, et prolonger le circuit en CCHT de Radisson à Henday. Toutes ces additions font partie du réseau de transport en CCHT du fleuve Nelson. Également en 1977, la capacité du premier bipôle a été portée à 1620 MW, soit une augmentation de 270 MW. Ce circuit transportera l'énergie produite à la centrale de Kettle Rapids et une partie de la production de Long Spruce. Entretemps, la construction du deuxième bipôle se poursuit; la première phase (capacité de 900 MW) devrait être mise en service à la fin de 1978, et la seconde (900 MW) en 1986. Ce deuxième bipôle transportera l'énergie produite à la centrale de Limestone et le reste de la production de Long Spruce.

Dans le sud du Manitoba, une courte ligne de 230 kV a été raccordée aux pylônes actuels, mais les efforts ont surtout porté sur la poursuite de la planification et de la préparation du projet d'installation d'une ligne de 500 kV vers les États-Unis. Cette interconnexion additionnelle avec les États-Unis devrait entrer en service en 1980.

SASKATCHEWAN

During 1977 a sixth unit rated at 292.5 MW was installed in the Boundary Dam coal-fired station, bringing total station capacity to 874.5 MW. The next planned addition to system capacity is the first 300 MW unit in the Coronach coal-fired station, on Poplar River, scheduled for service in 1979.

Generation expansion beyond the first Poplar River unit is not yet firm. Alternatives include an additional unit at Poplar River, a 285 MW hydro project at Wintego on the Churchill River and a 250 MW hydro project near Nipawin on the Saskatchewan River.

Electrical energy consumption was up 10% during the year. This was higher than expected due to the strong growth in industrial areas, especially oil pipeline pumping. Utility sales to residential and farm customers increased by 8%, general service customers 8.7% and industrial customers by 15.2%.

No new interconnections with other utilities were built or finalized during 1977. However three different lines were under study during the year: a third tie with Manitoba Hydro which has now been approved; a tie to the United States; and an HVDC tie with Alberta. To accommodate the new capacity at Poplar River a 230 kV link to Regina will be erected and the existing Regina to Wolverine line will be upgraded to 230 kV.

ALBERTA

About 50% of Alberta's electricity is supplied by investor-owned utilities, and the remainder by the municipal utilities in Edmonton and Medicine Hat. Calgary Power Ltd. is the major utility, and supplies about two-thirds of Alberta's electricity consumption. The other investor-owned utility is Alberta Power Ltd.

Development of the province's electricity supply system is co-ordinated by the Alberta Electric Utility Planning Council, which is made up of utility personnel. The development is regulated by the Alberta Energy Resources Conservation Board. The level and structuring of rates charged by the investor-owned utilities are regulated by the province's Public Utilities Board.

Production expansion on the Calgary Power system during 1977 consisted of a fourth unit (375 MW) at the Sundance coal fuelled thermal plant, while the fifth and sixth units (375 MW each), are scheduled for commissioning in 1978 and 1980 respectively. During the year

SASKATCHEWAN

En 1977, un sixième groupe de 292,5 MW de capacité nominale a été installé à la centrale au charbon de Boundary Dam, portant ainsi la capacité totale de cette centrale à 874,5 MW. La prochaine addition prévue à la capacité de production du réseau est la mise en service, en 1979, d'un premier groupe de 300 MW à la centrale au charbon de Coronach, sur la rivière Poplar.

Outre l'addition du premier groupe de la centrale de Poplar River, aucun nouveau projet d'expansion de la capacité de production n'a encore été définitivement adopté. Au rang des autres possibilités figurent l'addition d'un autre groupe à la centrale de Poplar River, la réalisation d'un projet hydro-électrique à Wintego sur le fleuve Churchill, et l'aménagement d'une centrale hydraulique de 250 MW près de Nipawin sur la rivière Saskatchewan.

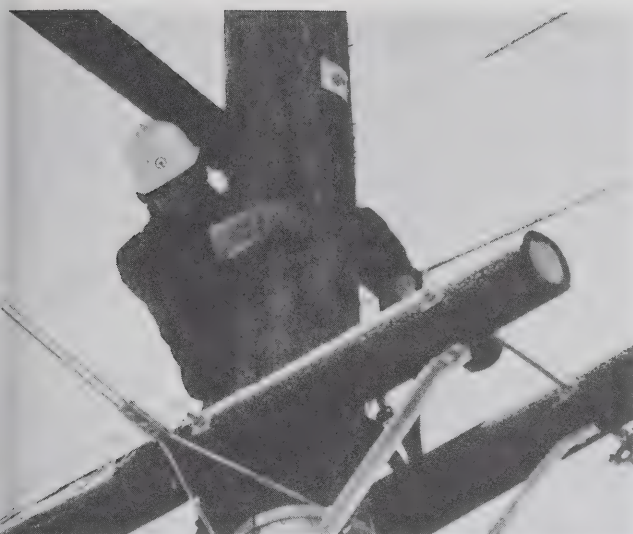
La consommation d'électricité a augmenté de 10 % au cours de l'année. Cette augmentation supérieure aux prévisions provient de la forte croissance de la demande du secteur industriel, surtout pour le pompage du pétrole dans les oléoducs. Les ventes des services d'électricité aux consommateurs résidentiels et agricoles ont fait un bond de 8 %, tandis que celles aux clients en général ont augmenté de 8,7 % et celles aux clients industriels de 15,2 %.

Aucune nouvelle interconnexion avec d'autres services n'a été construite ou parachevée en 1977. Cependant, trois lignes différentes ont fait l'objet d'études pendant la même période. Il s'agit d'une troisième interconnexion, finalement approuvée avec le réseau de la Manitoba Hydro, de l'interconnexion avec les États-Unis et enfin de l'interconnexion en CCHT avec l'Alberta. Pour permettre le transport de la capacité accrue de la centrale de Poplar River, une ligne de 230 kV sera installée jusqu'à Regina, et la ligne actuelle reliant Regina à Wolverine verra sa capacité portée à 230 kV.

ALBERTA

Environ 50 % de l'électricité produite en Alberta provient d'entreprises d'investissement, et le reste des services municipaux d'Edmonton et de Medicine Hat. La plus importante de ces entreprises, la Calgary Power Limited, fournit près des deux-tiers de l'électricité consommée en Alberta. L'autre société d'investissement est l'Alberta Power Ltd.

L'Alberta Electric Utility Planning Council,



A serviceman for Alberta Power braves a windchill factor of -35°C to tighten hardware on the new Metiskow-Lloydminster line. The seventy mile line is a joint project with Calgary Power.

Un préposé à l'entretien, à l'emploi de l'Alberta Power brave une température de -35°C , afin de resserrer une pièce d'équipement sur la nouvelle ligne de Transport Metiskow-Lloydminster. Cette ligne de 70 milles de long fait l'objet d'une entreprise conjointe avec la Calgary Power.

Calgary Power received provincial government approval to construct and operate the Keephills thermal station (about 10 kilometres southeast of the Sundance plant on Lake Wabamun). The Keephills plant will consist of two 375 MW coal-fired units to be fueled from the extended Highvale mine and is scheduled for service in 1983-84.

During 1977, Calgary Power mined 1.4 million tons of coal at the Whitewood mine to fuel the Wabamun thermal plant (on the north shore of Lake Wabamun), and 5.1 million tons at the Highvale mine (supplying the Sundance station on the south shore of Lake Wabamun), placing Calgary Power among Canada's three largest coal producers. Mining at Highvale is scheduled to reach 8.6 million tons in 1981 when Sundance reaches full generation capacity of 2,100 MW and 12 million tons in 1985 when the Keephills station is fully operational. It appears that Highvale will then be Canada's largest operating coal mine.

Calgary Power is studying the feasibility of developing a 1,500 MW hydro project at the Mountain Rapids site on the Slave River (near Fort Smith and just south of the Alberta-Northwest Territories boundary).

New transmission line capacity on the Calgary Power system consisted of a 138 kV

composé d'employés de services d'électricité, coordonne l'expansion du réseau d'approvisionnement en électricité de la province. Par ailleurs, l'Alberta Energy Resources Conservation Board en assure la réglementation. Le Public Utilities Board réglemente le niveau et la structure des tarifs imposés par les entreprises d'investissement.

En 1977, l'expansion de la capacité de production du réseau de la Calgary Power a été marquée par la mise en production d'un quatrième groupe (375 MW) à la centrale thermique au charbon de Sundance; les cinquième et sixième groupes (375 MW chacun) devraient entrer en service en 1978 et 1980 respectivement. Au cours de l'année, la Calgary Power a reçu du gouvernement provincial l'autorisation de construire et d'exploiter une centrale thermique à Keephills (environ 10 milles au sud-est de la centrale de Sundance, sur les rives du lac Wabamun). La centrale de Keephills comprendra deux groupes au charbon de 375 MW alimentés par le charbon de la mine de Highvale et devrait entrer en service en 1983-1984.

En 1977, la Calgary Power a extrait 1,4 million de tonnes de charbon à Whitewood pour alimenter la centrale thermique de Wabamun (sur la rive nord du lac Wabamun) et 5,1 millions de tonnes à la mine Highvale, source du charbon alimentant la centrale de Sundance sur la rive sud du lac Wabamun. La Calgary Power devient ainsi l'un des trois principaux producteurs de charbon du Canada. La production minière de Highvale devrait atteindre 8,6 millions de tonnes en 1981, lorsque la centrale de Sundance atteindra sa capacité de production maximale (2100 MW), et 12 millions de tonnes en 1985, quand la centrale de Keephills fonctionnera à plein rendement. Il semble que la mine de Highville deviendra alors le plus grand centre d'extraction de charbon au pays.

La Calgary Power étudie les possibilités d'aménager un projet hydro-électrique de 1500 MW à Mountain Rapids, sur la rivière des Esclaves (près de Fort Smith, au sud de la frontière de l'Alberta et des Territoires du Nord-Ouest).

Les additions à la capacité du réseau de transport de la Calgary Power comprennent une ligne de 138 kV entre Edson et Coal Valley et une interconnexion de 240 kV avec Calgary-Nord. On a également terminé une interconnexion avec l'Edmonton Power, établissant ainsi un raccord avec la ligne de la Calgary Power reliant Wabamun à Edmonton. L'installation d'une autre interconnexion avec la Calgary Power se poursuit actuellement près

line from Edson to Coal Valley, and a 240 kV tie line to North Calgary. An additional interconnection with Edmonton Power was completed, connecting with a Calgary Power line from Wabamun to Edmonton, and work is underway on an additional interconnection with Alberta Power near Edgerton, via a 138 kV line which will run from Metiskow sub-station to Lloydminster. During the year Calgary Power received approval to construct a 240 kV line between the Sundance plant and the Benalto sub-station, and a 240 kV line from Calgary to Lethbridge. Calgary Power and British Columbia Hydro and Power Authority have signed a letter of intent to construct and operate a 500 kV intertie between Calgary and Cranbrook, to be operational in 1983.

There was no increase in Alberta Power's production capacity during the year, but construction was started on the fifth unit of 375 MW at the Battle River coal fuelled plant, which is scheduled for service in 1981. A 3,500 ton walking drag-line is scheduled to commence operation at the Battle River plant site in the spring of 1978, pursuant to a 1975 agreement relating to purchase by Alberta Power of Manalta Coal Limited's coal leases within an 8 kilometre radius of the Battle River plant.

Alberta Power is proposing to build a two unit, 375 MW plant at Sheerness, (located 29 kilometres southeast of Hanna). The first unit of this mine-mouth station is projected for service in mid-1985, and the second unit in the following year. However, commitment and scheduling of this development is contingent upon provincial load growth and overall power developments in the province.

Bigfoot, Alberta Power's walking dragline is named after the legendary being that roams the foothills. This dragline walks on 10 foot by 70 foot 'shoes' that grab the earth.



d'Edgerton, au moyen d'une ligne de 138 kV qui reliera la sous-centrale de Metiskow à Lloydminster. Au cours de l'année, la Calgary Power a reçu l'autorisation de construire une ligne de 240 kV entre la centrale de Sundance et la sous-station de Benalto et une deuxième entre Calgary et Lethbridge. La Calgary Power et la British Columbia Hydro and Power Authority ont signé une lettre d'entente par laquelle elles s'engagent à construire et exploiter en 1983 une interconnexion de 500 kV entre Calgary et Cranbrook.

L'Alberta Power n'a pas augmenté sa capacité de production au cours de l'année; elle a cependant commencé à construire le cinquième groupe de 375 MW à la centrale au charbon de Battle River dont l'entrée en service doit avoir lieu en 1981. Conformément à l'entente de 1975 concernant l'achat, par l'Alberta Power, de concessions de charbon de la Manalta Coal Limited dans un rayon de huit kilomètres de la centrale de Battle River, une pelle à benne traînante de 3 500 tonnes devrait être mise en opération à la centrale de Battle River au printemps de 1978.

L'Alberta Power projette de construire, à Sheerness, à 29 kilomètres au sud-est de Hanna, une centrale de 375 MW comprenant deux groupes. On prévoit que le premier groupe de cette centrale à la mine pourrait démarrer vers le milieu de 1985, et le deuxième l'année suivante. Cependant, la date de la mise en service et l'échéancier des travaux d'aménagement dépendront du taux de croissance de la demande provinciale et de la situation globale de l'électricité en Alberta.

La ligne de transport de 280 kilomètres de l'Alberta Power, reliant le réseau électrique provincial (à Mitsue, près du lac des Esclaves) à l'exploitation des sables bitumineux de la Syncrude (au lac Mildred), a été transformée en 1977 de manière à pouvoir fonctionner sous la tension prévue de 240 kV. A l'origine, cette ligne de 144 kV servait (en 1976) à relier l'exploitation de la Syncrude, et la ville en pleine expansion de Fort McMurray, au réseau provincial. Les autres additions au réseau de l'Alberta Power comprennent une ligne de 128 kilomètres (144 kV) entre la région de Swan

La pelle à benne traînante "Bigfoot" propriété de l'Alberta Power ainsi nommée d'après les êtres légendaires qui hanteraient les avants-monts des Rocheuses, se déplace sur des "pattes", de 10 pieds sur 70 pieds, qui s'accrochent dans le sol.



Construction for the fifth generating unit at Alberta Power's Battle River plant is done under a 200 by 300 foot inflatable plastic bubble which provides protection from inclement weather.

La construction de la cinquième génératrice de la centrale de Battle River se fait sous un dôme de plastique de 200 pieds sur 300 pieds à l'abri des intempéries.

Alberta Power's 280 kilometre transmission line from the provincial electric grid at Mitsue (near Slave Lake) to the Syncrude oil sands operation at Mildred Lake was converted to the planned 240 kV level in 1977. This line was initially operated at 144 kV (during 1976) to connect the Syncrude site and the rapidly expanding town of Fort McMurray to the provincial grid. Other additions to the Alberta Power system were, 128 kilometres of 144 kV line from the Swan Hills area to the Sturgeon sub-station (south of Valleyview), 80 kilometres of 144 kV line paralleling an existing 144 kV circuit from Manning to Keg River, and 48 kilometres of 144 kV line to provide additional capacity and reliability to the Vermilion-Lloydminster area. The latter two will be completed in early 1978.

Edmonton Power's generation system was increased in 1977 by 171 MW with the addition of a third generator at the Clover Bar station. A fourth 171 MW gas-fired thermal

Hills et la sous-centrale de Sturgeon (au sud de Valleyview), une ligne de 80 kilomètres (144 kV) parallèle au circuit de 144 kV entre Manning et Keg River, et une ligne de 48 kilomètres (144 kV) qui fournit une capacité additionnelle et assure davantage de fiabilité à la région de Vermilion-Lloydminster. Ces deux dernières lignes seront achevées au début de 1978.

L'addition en 1977 d'un troisième générateur à la centrale de Clover Bar a augmenté de 171 MW, la capacité de production du réseau de l'Edmonton Power. Un quatrième groupe thermique au gaz de 171 MW sera installé en 1978. L'Edmonton Power se propose de construire une centrale au charbon de 750 MW, composée de deux groupes, à Genesee, au sud-ouest d'Edmonton, dans les environs de la centrale de Keephills, propriété de la Calgary Power.

En 1977, l'Edmonton Power a construit une station terminale de 240/72 kV à l'extrémité

unit will be installed in 1978. Edmonton Power is projecting construction of a two unit, 750 MW coal-fired station at Genesee, located southwest of Edmonton in the general vicinity of Calgary Power's Keephills plant.

During 1977 Edmonton Power constructed a 240/72 kV terminal station in the west end of Edmonton which was connected to the provincial grid at 240 kV via the Calgary Power system. Two additional 240 kV transmission interconnections are planned for 1978: the first will connect the Bellamy terminal station by a double circuit line and underground cable; and the second is a 240 kV tap to the Petrolia sub-station.

The Alberta Electric Utility Planning Council (AEUPC) in 1977 forecast that the load growth for the Alberta Interconnected System (AIS) would grow at the rate of 8.3% per year during the next decade, and about 6.7% per year for the next thirty to the year 2006. Actual experience for 1977 shows a province-wide growth of 7.4% in electrical energy consumption.

At Mildred Lake, near Fort McMurray, AEC Power Limited (a subsidiary of Alberta Energy Corporation and Calgary Power Ltd.) completed construction of a 260 MW thermal generating station. This will supply power and process heat to the nearby Syncrude Oil Sands mining and refining project, with commercial operation expected to commence in 1978. The plant, which contains one 60 MW condensing unit, three 50 MW back-pressure units and two 25 MW gas turbines (with reject heat recovery) has been connected with the Alberta grid via Alberta Power Limited's 240 kV transmission line.

BRITISH COLUMBIA

Production expansion completed during the year was confined to the third of four 434 MW units at Mica Dam hydro project.

British Columbia Hydro and Power Authority currently has four major hydro projects under construction: Seven Mile on the Pend-d'Oreille River; Site I on the Peace River; and Mica Dam and Revelstoke on the Columbia River. At Mica the first two 434 MW units were installed in 1976, the third installed in 1977, and the fourth is scheduled for service in 1978. The "Site I" project will have an installed capacity of 700 MW in four 175 MW units. The first two are expected to be in service in 1979; the remaining two are scheduled for 1980. Construction of the Revelstoke project commenced in 1977: three 450 MW units are planned for service in 1982;

ouest d'Edmonton, déjà relié au réseau provincial (240 kV) par le réseau de la Calgary Power. On prévoit d'installer deux interconnexions supplémentaires de 240 kV pour le transport avant 1978; la première reliera la station terminale de Bellamy au moyen d'une ligne double et d'un câble sous-terrain, et la deuxième constitue une prise de 240 kV qui permettra éventuellement le transport d'énergie de la sous-centrale de Petrolia.

Selon les prévisions établies en 1977 par l'Alberta Electric Utility Planning Council (AEUPC), la puissance appelée de l'Alberta Interconnected System (AIS) augmenterait à un taux annuel de 8,3% au cours de la prochaine décennie, et d'environ 6,7% par année jusqu'à l'année 2006. Selon les relevés de 1977, la consommation d'énergie électrique a augmenté de 7,4% en 1977, à l'échelle de la province.

Au lac Mildred, près de Fort McMurray, l'AEC Power Limited (filiale de l'Alberta Energy Corporation et de la Calgary Power Ltd.) a terminé la construction d'une centrale thermique de 260 MW, destinée à fournir de l'énergie et de la chaleur industrielle au projet avoisinant d'extraction et de raffinage des sables bitumineux de la Syncrude. Cette centrale devrait entrer en production en 1978. Équipée d'un groupe de condensation de 60 MW, de trois groupes à arrière-pression de 50 MW et de deux turbines à gaz de 25 MW (munies d'un dispositif de récupération de la chaleur résiduelle), elle a été connectée au réseau albertain grâce à la ligne de transport de 240 kV de l'Alberta Power Limited.

COLOMBIE-BRITANNIQUE

Au cours de l'année, les additions à la capacité de production ont été limitées à la mise en place du troisième des quatre groupes de 434 MW de la centrale hydro-électrique de Mica Dam.

La British Columbia Hydro and Power Authority construit actuellement quatre grandes centrales hydro-électriques: Seven Mile sur la rivière Pend-d'Oreille, Site I sur la rivière de la Paix, ainsi que Mica Dam et Revelstoke sur le fleuve Columbia. Les deux premiers groupes de 434 MW de la centrale de Mica Dam ont été installés en 1976, le troisième en 1977 et le quatrième devrait entrer en service en 1978. Le projet hydro-électrique de "Site I", d'une capacité installée de 700 MW, se composera de quatre groupes de 175 MW; les deux premiers doivent être mis en service en

fourth in 1983; and provision will be made for two additional units for an ultimate total capacity of 2,700 MW.

The tenth and final unit of the Gordon M. Schrum hydro project on the Peace River is scheduled for service in 1980. This 300 MW unit will increase the capacity of the plant to 2,416 MW.

A 53.9 MW gas turbine unit is to be added to the existing Keogh combustion turbine generation near Port Hardy in 1978.

B.C. Hydro is investigating development of 2,000 MW of thermal capacity at the Hat Creek coal deposit.

YUKON AND NORTHWEST TERRITORIES

The federally owned Northern Canada Power Commission is the major supplier of electricity in this region.

The only addition to generation in 1977 was a 2,500 kW diesel at Pine Point, NWT. Hydro development in the region remained suspended as a result of decline in load growth in the Northwest Territories, and pending clarification of markets and development planning in the Yukon. Two 100 kW packaged portable gas turbine units became available for emergency standby use at smaller plants and a 500 kW gas turbine unit was also acquired for standby in 1977 and has been placed in temporary service at Fort Smith. A 7,500 kW addition to diesel plant at Pine Point, Northwest Territories is scheduled for completion in 1978.

1979 et les autres en 1980. La construction de la centrale de Revelstoke, débutée en 1978, comprend trois groupes de 450 MW prévus pour 1982 et un quatrième pour 1983. Au besoin, deux autres groupes pourront être installés pour ainsi porter la capacité totale de production à 2 700 MW.

Le dixième et dernier groupe du projet hydro-électrique de Gordon M. Schrum sur la rivière de la Paix doit entrer en service en 1980. Ce groupe de 300 MW portera la capacité de la centrale à 2 416 MW.

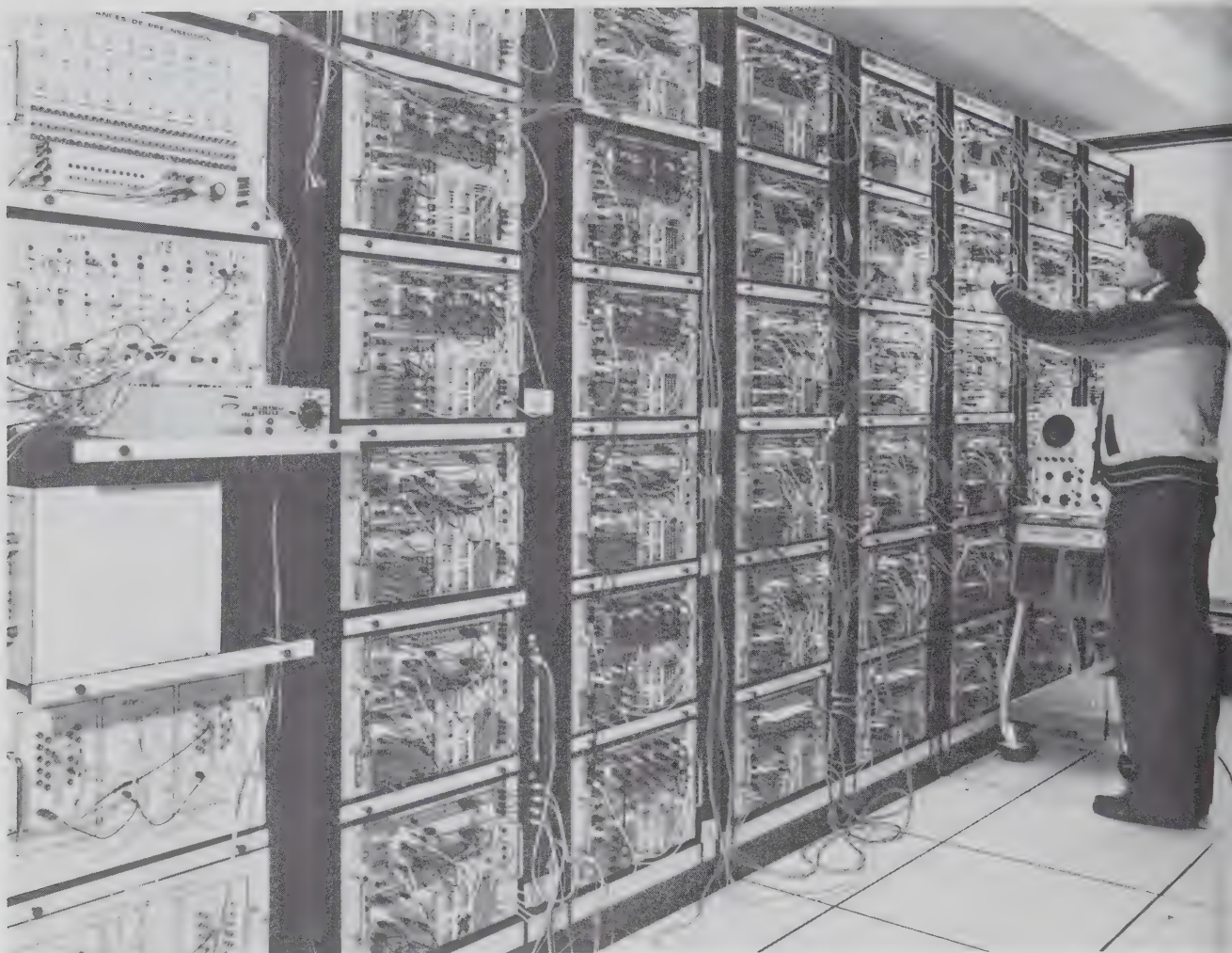
En 1978, un groupe de turbines à gaz de 53,9 MW doit être ajouté à la centrale à turbines de Keogh, près de Port Hardy.

La B.C. Hydro étudie présentement la possibilité de créer 2 000 MW de capacité thermique au gisement houiller de Hat Creek.

YUKON ET TERRITOIRES DU NORD-OUEST

La Northern Canada Power Commission, propriété du gouvernement fédéral, est le principal fournisseur d'électricité de cette région.

L'installation d'un groupe Diesel de 2 500 kW à la centrale de Pine Point, dans les Territoires du Nord-Ouest, constitue la seule addition à la capacité de production en 1977. Les aménagements hydro-électriques ont été interrompus dans la région en raison du ralentissement de la croissance de la puissance appelée dans les T.N.-O. et en attendant l'établissement précis des besoins du marché et de la planification de l'aménagement au Yukon. La région dispose désormais de deux groupes portatifs de turbines à gaz de 100 kW à utiliser en cas d'urgence dans les petites centrales. On s'est également procuré, pour les mêmes fins, un groupe de turbines à gaz de 2 500 kW en 1977 et ce dernier a été mis en service temporaire à Fort Smith. Une addition de 7 500 kW à la centrale Diesel de Pine Point, Territoires du Nord-Ouest, devrait être terminée en 1978.



A high voltage alternating current simulator was put into service at the Institute of Research at Hydro Quebec in 1977. This simulator permits accurate modelling of system dynamic performance.

L'Institut de recherches de l'Hydro-Québec a mis en service en 1977 un simulateur de courant alternatif à haute tension. Ce simulateur permet de reproduire précisément le rendement dynamique d'un réseau.

FUEL USE

UTILISATION DU COMBUSTIBLE

Table 3 provides an overview of the type and quantity of fossil fuel used by utilities by province in 1976. Ontario is by far the largest user of fossil fuels, using 47% of the total versus 24% by Alberta, the next largest user.

Ontario imports all of its coal, mainly from the United States. Alberta uses its own coal, mostly in mine-mouth plants, as does Saskatchewan, while Manitoba imports coal

Le tableau 3 donne un aperçu général des types et quantités de combustibles fossiles utilisés en 1976 par les services d'électricité, par province. L'Ontario s'avère de loin le plus grand consommateur de combustibles fossiles avec 47% de la consommation totale du Canada, par rapport à 24% pour l'Alberta qui se classe au deuxième rang.

L'Ontario importe tout son charbon, pour

Table 3 Fossil Fuel Use by Utilities, 1976

Tableau 3 Consommation de combustibles fossiles par service en 1976

	Coal Charbon (1)	Oil Pétrole (2)	Gas Gaz (3)	Energy Content Énergétique Contenu (4)	% of Total % du Total	
Newfoundland	-	782	-	5	1	Terre-Neuve
Prince Edward Island	-	1,094	-	7	1	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	801	7,681	-	67	10	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	230	3,992	-	31	5	Nouveau-Brunswick
Quebec	-	463	-	3	*	Québec
Ontario	8,469	5,052	49,890	297	47	Ontario
Manitoba	1,090	130	102	16	2	Manitoba
Saskatchewan	3,899	26	11,326	63	10	Saskatchewan
Alberta	6,608	43	51,357	156	24	Alberta
British Columbia	-	316	1,155	3	*	Colombie-Britannique
Yukon and Northwest Territories	-	381	-	2	*	Yukon et Territoires du Nord-Ouest
TOTAL	21,098	19,961	113,830	650	100	TOTAL

Notes: (1) Thousands of short tons
En milliers de tonnes courtes

Source: National Energy Board Publication
Publication de l'Office national de l'énergie

(2) Thousands of barrels
En milliers de barils

(3) Millions of cubic feet
En millions de pieds cubes

(4) Trillions of British Thermal Units (BTU's)
En billions de Btu

* Negligible
Quantités négligeables

Canadian Electric Utilities: Analysis of Generation and Trends, 1976.
Services d'électricité canadiens: Analyse et tendance de la production
d'électricité, 1976

from the other western provinces. Nova Scotia uses its own coal in plants at or near the mines in Cape Breton and in the Halifax-Dartmouth area. New Brunswick uses its own coal and imports some from Nova Scotia.

Nova Scotia was the single largest user of oil in 1976, closely followed by Ontario, and New Brunswick uses a significant amount. While Ontario uses Canadian oil, Nova Scotia, New Brunswick and Prince Edward Island use imported oil.

All natural gas used is Canadian. Alberta is the largest user, closely followed by Ontario, while Saskatchewan is the only other significant user. It is expected that use of natural gas for electric power generation will decline significantly in the coming years, as the fuel is now considered too valuable for electricity production.

The pulp and paper industry in Nova Scotia and New Brunswick cogenerates electricity and process steam using oil and forest residue as fuels. The utilities in these two provinces also co-generate steam and electricity as fuels from oil at one plant in each province.

New Brunswick has substantial fuel peat resources, and consideration is being given to the generation of electricity using peat at a North Shore location.

Information on fuel use by electric utilities can be found in Statistics Canada Publication 57-202, Electric Power Statistics, Vol. II.

la plus grande part des États-Unis. L'Alberta et la Saskatchewan utilisent leur propre charbon, surtout dans les centrales situées à proximité d'une mine. Le Manitoba importe du charbon d'autres provinces de l'Ouest. La Nouvelle-Écosse consomme la houille qu'elle produit dans des centrales situées soit à l'emplacement ou à proximité des mines du Cap Breton et dans la région de Halifax-Dartmouth. Le Nouveau-Brunswick utilise son charbon et importe une certaine quantité de charbon de la Nouvelle-Écosse.

En 1976, la Nouvelle-Écosse était le plus grand consommateur de pétrole, suivie de près par l'Ontario; le Nouveau-Brunswick en a également utilisé de grandes quantités. L'Ontario utilise le pétrole intérieur, alors que la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick et l'Île du Prince-Édouard ont recours aux importations.

Tout le gaz naturel consommé est extrait au Canada. L'Alberta en est le principal consommateur, suivie de près par l'Ontario; la Saskatchewan est le seul autre consommateur important. On s'attend, au cours des prochaines années, à une diminution considérable de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'électricité, ce combustible étant maintenant jugé trop précieux pour cette fin.

L'industrie des pâtes et papiers de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick produit à la fois de l'électricité et de la vapeur industrielle au moyen de pétrole et de résidus forestiers. Les services d'électricité de chacune de ces deux provinces possèdent aussi une centrale productrice d'électricité et de vapeur à partir de pétrole.

Le Nouveau-Brunswick possède également d'abondantes ressources en tourbe combustible et le gouvernement étudie la possibilité de se servir de la tourbe de la côte nord de la province pour la production d'électricité.

Pour obtenir des renseignements sur les combustibles utilisés par les services d'électricité, il s'agit de consulter la Publication 57-202 de Statistique Canada "Statistique sur l'énergie électrique", vol. II.

DEMAND FORECASTING AND ELECTRICITY SUBSTITUTION

The historic pattern of annual growth in electricity consumption has been remarkably stable over the last 40 to 50 years and has typically been in the area of 6% to 7%. Since 1974 there have been wide fluctuations in consumption as the rapidly changing price of fuels and capital investment have combined with a period of low economic growth to reduce the opportunity for expanded use of all energy forms. Total energy growth in the last three years has been -0.28%, 7.13% and 5.42% respectively for Canada as a whole. Wide fluctuations have taken place in the growth of consumption in individual provinces during this period. While these fluctuations may be subsequently found to be temporary aberrations from a longer term trend, electrical system planners and forecasters must attempt to advise their management on prudent expansion plans in a situation of considerable uncertainty. The average growth for the three years from 1974 through 1977 has been 4% in comparison with the ten year average from 1966 to 1976 of 6.3%. The reduced growth is undoubtedly a combination of a slower rate of economic growth, the impact of higher prices for electricity and energy conservation measures. It is extremely difficult to assess at this time how much of the change could be attributed to each of these three areas or whether there are other factors involved. Even if most of the reduced demand could be attributed to the effect of economic performance, it would be difficult to get a definitive estimate of future economic growth over the six to ten year time frame required for newly committed facilities to come into productive use.

Several utilities have, in the last year, reduced their generation expansion programs to allow for the reduced prospect of electricity growth. While such decisions probably reflect prudent financial planning on the part of the utilities, there are other concerns which need to be kept in mind. The major concern is oil as Canada may become increasingly dependent on imported oil, especially after 1985. One of the roles for electricity is undoubtedly as a substitute for oil but the extent of this substitution potential is still uncertain. There

PRÉVISION DE LA DEMANDE ET SUBSTITUTION DE L'ÉLECTRICITÉ

La courbe de croissance annuelle de la consommation d'électricité est demeurée remarquablement stable au cours des 40 ou 50 dernières années, les taux se situant d'ordinaire autour de 6 % et 7 %. Depuis 1974, cependant, la consommation a fortement varié car l'augmentation rapide des prix des combustibles et des dépenses d'investissements, conjuguée à une période de faible croissance économique, a limité les possibilités d'accroître l'utilisation de toutes les formes d'énergie. Au cours des trois dernières années la croissance énergétique totale a été respectivement de -0,28 %, 7,13 % et 5,42 % dans l'ensemble du Canada. Pendant cette même période, le taux de croissance de la demande a connu des fluctuations marquées dans chacune des provinces. Même si on constate que ces fluctuations sont des déviations temporaires d'une tendance à long terme, les planificateurs et les prévisionnistes des réseaux d'électricité doivent s'efforcer de recommander aux gestionnaires d'élaborer leurs plans d'expansion avec prudence, puisque l'avenir s'annonce très incertain. Au cours des trois dernières années (1974 à 1977) le taux moyen de croissance a été de 4 %, en regard de 6,3 % entre 1966 et 1976. Ce ralentissement de la croissance découle incontestablement de l'effet combiné du taux plus faible de la croissance économique, des répercussions de la hausse des prix de l'électricité et des mesures d'économie d'énergie. Il est actuellement très difficile d'évaluer dans quelle mesure chacun des trois facteurs précités est responsable des changements observés ou même de déterminer s'il y a d'autres facteurs en cause. Même si presque toute la diminution de la demande pouvait être attribuée au rendement économique, il serait très difficile d'obtenir une estimation définitive de la croissance économique des prochaines six à dix années nécessaires à la mise en exploitation des installations récemment commandées.

Au cours de la dernière année, plusieurs services d'électricité ont réduit leurs programmes d'expansion de la capacité de production afin de tenir compte des moins bonnes perspectives de la croissance de la demande d'électricité. Même si, derrière ces

are two risks to be avoided: on one hand, the excessive commitment of new plant capacity could divert capital resources from other worthwhile enterprises and expose the electricity consumer to more rapidly increasing prices than would otherwise be necessary; on the other hand, an expansion program that is below potential demand could inhibit opportunities for economic expansion and commit Canada to greater dependence on foreign energy supplies which may be insecure. While there is no magic solution to this dilemma, very careful judgment will be needed in selecting the most appropriate rate of expansion and special attention must be given to improving the quality of modelling techniques for better forecasts of future demand. This is particularly required to assist in segregating the various factors of demand, (price, economic activity, substitution and conservation), as separable components through which more precise forecasts of the future can be determined.

décisions, on devine de la prudence de la part des services d'électricité dans l'élaboration de programmes financiers, il faut également tenir compte d'autres sujets de préoccupation, dont le pétrole est le plus important. En effet, le Canada peut devenir de plus en plus tributaire du pétrole étranger, surtout après 1985. L'un des rôles de l'électricité est certainement de remplacer le pétrole brut, mais on ignore encore dans quelle mesure cette substitution pourra s'opérer. Il s'agit d'éviter deux dangers: d'une part, si la nouvelle capacité de production des centrales fait l'objet de trop grands engagements, les ressources en capitaux pourraient s'en trouver détournées de certaines autres entreprises profitables et exposerait ainsi les consommateurs d'électricité à de hausses de prix plus rapides qu'elles ne le seraient autrement; d'autre part, si le programme d'expansion ne suffit pas à combler la demande, cela pourrait nuire aux possibilités d'expansion économique et accentuer la dépendance du Canada à l'égard des approvisionnements énergétiques étrangers, souvent incertains. Puisqu'il n'existe aucune solution miracle à ce dilemme, il faudra faire preuve de beaucoup de discernement au moment de choisir le taux d'expansion idoine et s'employer tout particulièrement à améliorer la qualité des techniques d'établissement des modèles pour obtenir de meilleures prévisions sur la demande future. Ces mesures s'avèrent particulièrement utiles pour faire ressortir distinctement les divers facteurs de la demande (prix, activité économique, substitution et économies) et ainsi établir des prévisions plus précises.

EXPORTS AND IMPORTS

Canada's net exports of electricity to the United States increased by 85% during 1977 relative to 1976, to a total of 17,044 GWh. This represents 5.4% of net Canadian electricity generation, up from 3.2% in 1976.

British Columbia, Ontario and New Brunswick were mainly responsible for these increases, up 170%, 140% and 42% respectively relative to 1976. The reasons for these large net export increases were mainly related to weather conditions. The increase in British Columbia resulted from a combination of very poor water conditions in the predominantly hydro system of the United States Pacific Northwest, and favourable water conditions in British Columbia. The Ontario increase resulted principally from the extremely cold weather during the early part of the year in the United States and extremely hot weather in July, at times when Ontario Hydro had the generating capacity available to enable it to export power. American coal, imported by Ontario Hydro, was used to generate about 25,815 GWh, or 8,771 GWh more energy than was exported to the United States. This is equivalent to some 1,200 MW of high load factor (80%) generation. In New Brunswick the increase was the result of United States weather conditions and 400 MW of dedicated annual capacity at the Coleson Cove plant being available for the first time.

Manitoba moved from a position of net exporter to that of a net importer from the United States. This reversal was the result of the poorest water conditions in history for the Manitoba system, which is dependant on hydro for 83% of its capacity.

The major developments regarding interprovincial power flows were that Quebec's exports to Ontario decreased slightly and Manitoba's exports to Ontario decreased to about half of the 1976 level. Newfoundland's exports to Quebec from the Churchill Falls plant increased by 4%, to an amount equivalent to two-fifths of Quebec's provincial generation, or a third of its in-province demand.

The most significant interconnection development of the year was the October

EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS

En 1977, les exportations nettes d'électricité du Canada vers les États-Unis ont augmenté de 85% par rapport à 1976, pour atteindre un total de 17 044 GWh. Ces exportations représentent 5,4% de la production nette d'électricité du Canada, soit 3,2% de plus qu'en 1976.

Particulièrement élevées par rapport à 1976 en Colombie-Britannique (170%), en Ontario (140%) et au Nouveau-Brunswick (42%), ces hausses des exportations nettes sont surtout attribuables aux conditions météorologiques. Ainsi, en Colombie-Britannique, l'augmentation résulte de deux facteurs: faibles précipitations dans le réseau du nord-ouest des États-Unis à prédominance de centrales hydroélectriques associées à des conditions favorables dans la province. La hausse des exportations de l'Ontario est surtout attribuable aux très basses températures enregistrées aux États-Unis au cours des premiers mois de 1977 et aux grandes chaleurs de juillet; au cours de cette période, la capacité de production de l'Hydro-Ontario lui permettait d'exporter de l'énergie. Le charbon que l'Hydro-Ontario a importé des États-Unis a servi à la production de 25 815 GWh, soit 8 771 GWh de plus que la quantité d'énergie exportée aux États-Unis; cela équivaut à une production à coefficient d'utilisation élevé (80%) d'environ 1 200 MW. Au Nouveau-Brunswick, la hausse est attribuable aux conditions météorologiques des États-Unis et au fait que 400 MW de capacité annuelle réservée étaient disponibles pour la première fois à la centrale de Coleson Cove.

Le Manitoba est passé d'exportateur net à importateur net des États-Unis au cours de la dernière année. Ce renversement de la situation tient de ce que le réseau du Manitoba a connu les pires conditions pluviométriques de son histoire, 83% de sa capacité de production reposant sur les forces hydrauliques.

D'autres faits importants concernant les échanges interprovinciaux d'énergie, comprennent les exportations légèrement diminuées du Québec vers l'Ontario et celles du Manitoba vers l'Ontario; ces dernières n'ont atteint qu'à peu près la moitié du niveau de 1976. Grâce à la production de la centrale de

commissioning of the submarine cable between New Brunswick and Prince Edward Island. This tie consists of two cables, each with a capacity of 100 MW. One cable is used as a stand-by. By year-end the cable was supplying up to half of Prince Edward Island's consumption.

Figure 6 illustrates the interprovincial and Canada-United States electrical energy flows while Table A5 provides more detailed information.

Installation of the submarine cable between N.B. and P.E.I. took place during the summer of 1977.



Churchill Falls, Terre-Neuve a augmenté de 4 % ses exportations vers le Québec; celles-ci correspondent maintenant aux deux cinquièmes de la production du Québec ou au tiers de sa demande intérieure.

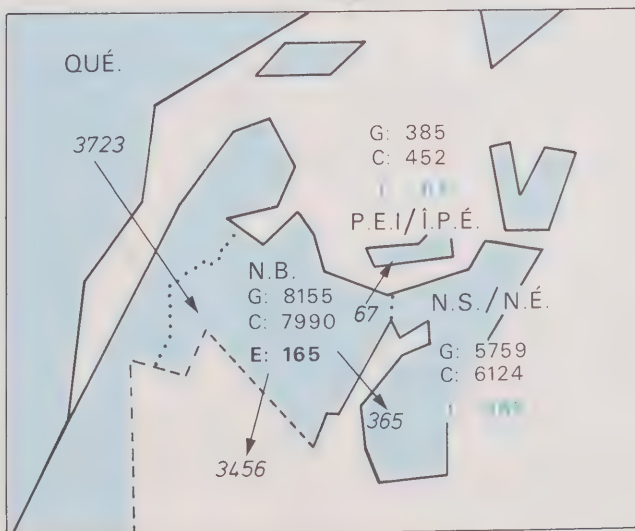
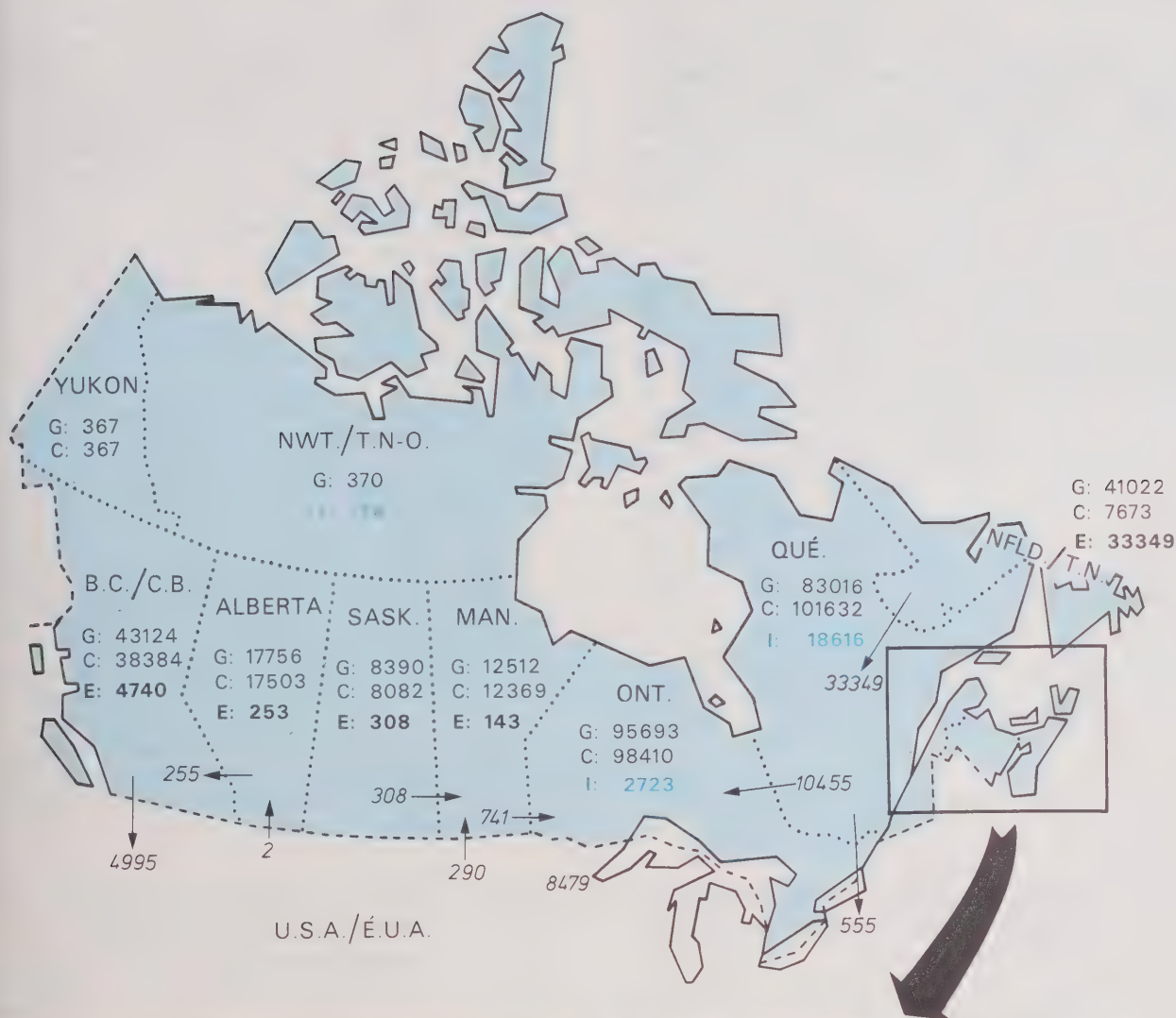
La plus importante réalisation de l'année au chapitre des interconnexions a été la mise en service, en octobre, d'un câble sous-marin entre le Nouveau-Brunswick et l'Île-du-Prince-Édouard. Cette interconnexion comprend deux câbles de 100 MW chacun, dont l'un est gardé en réserve. À la fin de l'année le câble en service transportait jusqu'à la moitié de la demande de l'île.

La figure 6 illustre les déplacements de l'électricité entre les provinces, et entre le Canada et les États-Unis. Le tableau A5 fournit des renseignements plus précis sur la situation.

Installation du câble sous-marin entre le N.B. et l'I du P.E. durant l'été 1977.

Figure 6 Electrical Energy, Net Transfers and Exports, 1977 (GWh)

Figure 6 Énergie électrique - transferts et exportations nets, 1977 (GWh)



INDUSTRY STRUCTURE

Electrical energy in Canada is supplied by private and public utilities, and by industrial establishments. Most industrial establishments generate energy for their own use only, but some sell energy to municipal distribution systems or utilities.

In general, industrial establishments use more energy than they generate. For example, in 1975 industrial establishments generated just 80% of the electricity which they used. Of the generating plants owned by industrial establishments, 54% were in forest products, 15% in mining, 11% in metal processing, 3% in chemicals and 17% in other industries.

The largest installed capacity by industrial establishments is in Quebec and British Columbia (77% of the total) reflecting the concentration of forest product companies, mining companies and aluminum smelting companies in those two provinces.

The amount of energy generated by utilities has been an increasing percentage of the total, as shown in percentages of total energy generated:

STRUCTURE DE L'INDUSTRIE

Les services des secteurs privé et public, ainsi que les établissements industriels fournissent l'électricité au Canada. La plupart des établissements industriels ne produisent de l'énergie que pour répondre à leurs besoins personnels, mais certains en vendent à des services d'électricité ou à des réseaux municipaux de distribution.

Habituellement, les établissements industriels consomment plus d'énergie qu'ils n'en produisent. Par exemple, en 1975, leur production d'électricité n'a couvert que 80 % de leurs besoins. Parmi les centrales électriques leur appartenant, 54 % opèrent dans le secteur des produits forestiers, 15 % dans l'exploitation minière, 11 % dans le traitement des métaux, 3 % dans les produits chimiques et 17 % dans d'autres industries.

Le Québec et la Colombie-Britannique possèdent la plus forte proportion de capacité installée entre les mains d'entreprises industrielles (77 % du total), ce qui reflète dans ces provinces la forte concentration de sociétés forestières, de sociétés minières et d'alumineries.

La quantité d'énergie produite par les services d'électricité représente un pourcentage de plus en plus élevé de la production globale, comme l'indique le tableau ci-dessous:

Table 4 Percentage Production by Utilities and Industrial Establishments, 1960-1976

Tableau 4 Pourcentage de production par service d'électricité et établissement industriel, de 1960 à 1976

Year Année	UTILITIES SERVICES PUBLICS			INDUSTRIAL ESTABLISHMENTS ETABLISSEMENTS INDUSTRIELS
	Private Secteur privé	Public Secteur public	Total Total	
1960	27	51	78	22
1970	10	74	84	16
1975*	7	80	87	13
1977**	-	-	90	10

Source: Statistics Canada Publication 57-202.
Publication 57-202, Statistique Canada.

* Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited considered to be a publicly owned utility.
On considère la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited comme un service public de propriété publique.

** Data available only for total utilities.
Dans le cas des services publics, on ne dispose que les totaux.

The trend in Canada is towards greater public ownership of electric utilities. Over the years provincial governments have taken over investor-owned electric utilities, mainly on the basis that provincial utilities are able to provide electricity more cheaply than investor-owned utilities, through stronger credit ratings, no income taxes, etc. The latest provincial acquisition was in 1974 when Newfoundland purchased control of the investor-owned company which owned the hydroelectric generating plant at Churchill Falls, Labrador.

The major electric utilities in each province in Canada, in terms of generating capacity and assets, are provincially owned in all provinces except Prince Edward Island and Alberta. An investor-owned utility supplies most of the electricity in Prince Edward Island. In Alberta two investor-owned utilities supply about eighty percent of the electricity with municipally owned utilities supplying most of the remainder. A central planning body consisting of representatives of the utilities is responsible for co-ordinating generation and transmission facilities in Alberta. In Newfoundland, an investor-owned utility distributes 90% of electricity, about 15% of which it generates and the remainder it purchases, mainly from the provincially-owned utility.

The major part of electricity is distributed to ultimate customers by the utility companies in all provinces except Ontario. In that province, the great proportion of electricity is distributed by 354 municipal utilities which purchase it from Ontario Hydro. Investor-owned utilities supply a small amount as well.

The names of the electric utilities in each province can be found in the Statistics Canada Publication 57-204, Electric Power in Canada, Volume I.

Au Canada, on tend de plus en plus à nationaliser les services d'électricité. Au cours des ans, les gouvernements provinciaux ont étatisé les services d'électricité, surtout parce qu'ils considéraient que des services provinciaux étaient en mesure de fournir de l'électricité plus économiquement que des entreprises d'investissement du fait de leur meilleure cote de crédit, de l'absence d'impôt sur le revenu, etc. La dernière étatisation provinciale remonte à 1974, lorsque Terre-Neuve a acquis la majorité des actions de l'entreprise alors propriétaire de la centrale hydroélectrique de Churchill Falls, au Labrador.

Les principaux services d'électricité de chaque province du Canada, au point de l'actif et de la capacité de production, appartiennent aux gouvernements provinciaux, sauf à l'Île-du-Prince-Édouard et en Alberta. Une entreprise d'investissement comble presque toute la demande d'énergie de l'Île-du-Prince-Édouard. En Alberta, deux sociétés privées fournissent environ 80 % des approvisionnements électriques, tandis que des services municipaux répondent à la plupart des autres besoins. Un organisme central de planification composé de représentants des différents services est responsable de la coordination des installations de production et de transport de cette province. À Terre-Neuve, une société d'investissement distribue 90 % de l'électricité; elle en produit environ 15 % et achète presque tout le reste du service étatisé.

Dans toutes les provinces, sauf en Ontario, les sociétés productrices se chargent de distribuer la majeure partie de l'électricité au consommateur. En Ontario, presque toute la distribution est faite par les 354 services municipaux dont les approvisionnements proviennent d'achats auprès de l'Hydro-Ontario. Les services à capitaux privés en fournissent également une petite partie.

La Publication 57-204 de Statistique Canada intitulée: "Énergie électrique au Canada", volume I, contient les noms des services d'électricité de chaque province.

CAPITAL INVESTMENT

Utility investment for new facilities increased by an estimated \$5.2 billion in 1977, an increase of 24% over 1976. The breakdown of electric utility capital investment, and the relationship of utility capital expenditures to total capital expenditures for all sectors, and to GNP, for the period 1965 - 1977 are shown in Table 5.

The amounts of electric utility capital investment relative to energy supply capital investment, total capital investment and to GNP are shown in Table 6 for five year periods from 1956 to 1975 with the 1977 figures included for comparison.

These figures illustrate that the capital investment in electric utilities is:

- Very large in total;
- Growing rapidly;
- Increasing relative to total capital investment and to the amount of GNP;
- Maintaining its position of about 55% of capital investment for energy supply.

Internal sources of funds provided a third of the funds required by electric utilities over the period 1960-1975, although this fraction varied significantly from one province to another.

The original costs of utility fixed assets in service, broken down by generation, transmission, distribution and other, for the period 1960 to 1975 are shown in Table 7. For the Canada total, the costs remain quite evenly divided between generation, and the total of transmission, distribution and other. "Other" includes such things as office and storage buildings. This investment pattern can vary considerably from one region to another depending on the type of generation mix employed. For example, the percentage of investment in transmission will tend to be greater in those provinces with predominantly hydro generation. Conversely, it will tend to be less in those regions with predominantly thermal generation.

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

On évalue que les fonds investis par les services d'électricité dans de nouvelles installations ont augmenté de 5,2 milliards de dollars en 1977, soit une hausse de 24 % par rapport à 1976. Le tableau 5 donne la ventilation des dépenses d'investissement des services d'électricité et établit un rapport entre le PNB, les dépenses en immobilisation des services et les dépenses globales d'investissement de tous les secteurs, pour la période de 1965 à 1977.

Le tableau 6 compare le montant des dépenses d'investissement des services d'électricité aux dépenses d'investissement dans les approvisionnements énergétiques, aux dépenses d'investissement globales et au PNB sur des périodes de 5 ans (de 1956 à 1975). Les données de 1977 permettent d'établir des comparaisons.

Ces figures indiquent que les dépenses d'investissements dans des services d'électricité:

- Sont très importants dans l'ensemble;
- Augmentent rapidement;
- Augmentent par rapport aux dépenses d'investissement globales et à la valeur du PNB;
- Se maintiennent à un niveau d'environ 55% de dépenses d'investissements dans les approvisionnements énergétiques.

Au cours de la période de 1960 à 1975, les tiers des fonds nécessaires aux services d'électricité a été puisé à même des sources internes, bien que cette proportion ait varié largement d'une province à l'autre.

Le tableau 7 présente une ventilation, par secteur de production, de transport, de distribution et autre, des coûts originaux de immobilisations des services d'électricité. Pour l'ensemble du Canada, les coûts demeurent répartis assez également entre la production et l'ensemble des réseaux de transport, de distribution et autres. Le terme "autres" comprend notamment les bureaux et les établissements d'entreposage. La structure de

**Table 5 Capital Investment
by Electric Utilities**

**Tableau 5 Investissement par les
services d'électricité**

Year Année	(Millions of Current \$) (En millions de dollars actuels)			As % of % de	
	(1) Construction	(2) Machinery & Equipment Machinerie et équipement	Total	(3) GNP PNB	(4) Total Investment Total investi
1965	727	212	939	1.7	7.3
1966	787	356	1143	1.8	7.6
1967	875	391	1266	1.9	8.2
1968	889	443	1332	1.8	8.6
1969	856	546	1402	1.8	8.3
1970	1057	554	1610	1.9	9.0
1971	1079	668	1747	1.8	8.7
1972	1135	619	1754	1.7	7.9
1973	1417	827	2244	1.8	8.4
1974	1700	1054	2753	1.9	8.4
1975	2465	1436	3957	2.4	10.4
1976	2654	1574	4229	2.2	9.7
1977	3462	1722	5184	-	11.2
1978	4128	1924	6052	-	12.4

- (1) Statistics Canada Publication 57-202 for 1965-75; 61-205 for 1976-78.
Publication 57-202 pour 1965 à 1975; 61-205 pour 1976 à 1978, Statistique Canada.
- (2) Statistics Canada Publication 57-202 for 1965-67 and 1972-75; Canada Year Book for 1968-70; 1976-78 as (1).
Publication 57-202 pour 1965 à 1967 et 1972 à 1975, Statistique Canada; Annuaire du Canada de 1968 à 1970;
- (3) Total Capital Investment by utilities as electric % of GNP; Statistics Canada Publication 11-003E; data for 1977 not available.
Total des investissements des services d'électricité comme pourcentage du PNB; publication 11-003E, Statistique Canada; on ne dispose pas des données pour 1977.
- (4) Total Capital Investment by electric utilities as % of total capital investment in Canada; Statistics Canada Publication 61-206 for 1965-75; 61-205 for 1976-78, 1977 figure based on Preliminary Actual; 1978 figure based on intentions.
Total des investissements des services d'électricité comme pourcentage du total des investissements au Canada; publications 61-206 pour 1965 à 1975; 61-205 pour 1976 à 1978, Statistique Canada; les données de 1977 sont fondées sur les chiffres préliminaires; celles de 1978 sont fondées sur les projets.
- * Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.
Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

Table 6 Historical Electric Utility Capital Investment

	1956-60	1961-65	1966-70	1971-75	1977	
Electric Power (\$ billions)	3.2	3.5	6.8	12.9	5.2	Energie électrique (en milliards de dollars)
As % of investment in:						En % de l'investissement par rapport à:
Total Energy	47.0	52.0	55.0	56.0	55.0	L'énergie totale
Total Economy	7.6	6.8	8.4	9.3	11.2	Le secteur économique total
As % of GNP	1.8	1.5	1.9	2.0		En % du PNB

Source: "An Energy Strategy for Canada", Energy, Mines and Resources, Canada, 1976, for 1956-1975; Statistics Canada Publication 61-205 for 1977.
 "Une stratégie de l'énergie pour le Canada"; Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Canada, 1976, pour 1956 à 1975 Publication 61-205 pour 1977, Statistique Canada.

Table 7 Original Cost of Utility Fixed Assets in Service

Tableau 7 Coût original des immobilisations en opération des services d'électricité

	1960		1965		1970		1975		
	\$000's	%	\$000's	%	\$000's	%	\$000's	%	
Generation	3,623	52	4,508	49	6,883	48	10,549	48	Production
Transmission	1,356	19	1,883	21	3,087	22	4,802	22	Transport
Distribution	1,546	22	2,203	24	3,228	23	5,007	23	Distribution
Other	459	7	532	6	1,043	7	1,712	7	Autres
TOTAL	6,985	100	9,126	100	14,241	100	22,070	100	TOTAL

Source: Statistics Canada Publication 57-202.
 Publication 57-202, Statistique Canada

* Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.
 Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

Table 8 provides a good indication of the capital expenditures by electric utilities by region, for 1961-65, 1966-70, 1971-1975, 1976 and 1977. Since capital expenditures by electric utilities are not available on a regional basis, the figures for Miscellaneous Utilities have been used. Over 90% of the capital expenditures in the miscellaneous utilities group, on a national basis, are by electric utilities. As might be expected, the major

investissements peut varier considérablement d'une région à une autre, selon la nature de sources de production. Par exemple, le pourcentage d'investissement dans le transport sera plus élevé dans les provinces à production hydro-électrique prépondérante. Par contre, il sera plus faible dans les régions à forte production thermique.

Le tableau 8 donne un bon aperçu de

portion of the expenditures occur in Quebec and Ontario, since those two provinces have the largest utilities. The smallest portion of expenditure is made in the Atlantic Region, while those for the Prairie Region and the Pacific/North Region are similar.

dépenses en immobilisation des services d'électricité, par région, pour 1961 à 1965, 1966 à 1970, 1971 à 1975 et 1976 à 1977. Puisqu'on ne dispose pas, au niveau régional, de données sur les dépenses en immobilisation des services d'électricité, les chiffres des Services divers ont donc été utilisés. À l'échelle nationale, plus de 90% des dépenses en immobilisation dans le groupe des services divers sont engagées dans les services d'électricité. Il s'avert donc que les dépenses en immobilisation sont surtout effectuées en Ontario et au Québec, puisque ces deux provinces possèdent les plus grands services d'électricité. La région de l'Atlantique dépense le moins dans les immobilisations, tandis que les dépenses des Prairies, du Nord et de la côte du Pacifique sont analogues.

Table 8 Capital Expenditures by Region, 1961-1977
(Millions of Current \$)

Tableau 8 Dépenses d'investissement par région, de 1961 à 1977
(en millions de \$ actuels)

Province or Region	Actual 1961-65	% of Total	Actual 1966-70	% of Total	Actual 1971-75	% of Total	Actual 1976	% of Total	Preliminary Actual 1977	% of Total	Province ou Région
Newfoundland	90	2.0	667	8.4	577	4.3	159	3.5	94	1.7	Terre-Neuve
Prince Edward Island	10	0.2	12	0.2	18	0.1	7	0.1	5	0.1	Île-Du-Prince-Édouard
Nova Scotia	73	1.6	168	2.1	287	2.1	112	2.5	139	2.5	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	133	3.0	208	2.6	485	3.6	230	5.1	259	4.7	Nouveau-Brunswick
Total Atlantic	306	6.8	1056	13.3	1366	10.1	508	11.3	495	9.0	Total Atlantique
Quebec	1580	35.2	1642	20.6	3179	23.6	1280	28.4	2114	38.3	Québec
Ontario	1242	27.7	2704	34.0	4883	36.2	1162	25.8	1267	23.0	Ontario
Manitoba	274	6.1	491	6.2	1090	8.1	371	8.2	380	6.9	Manitoba
Saskatchewan	247	5.5	223	2.8	235	1.7	122	2.7	147	2.7	Saskatchewan
Alberta	235	5.2	424	5.3	881	6.5	500	11.1	427	7.7	Alberta
Total Prairie	756	16.8	1138	14.3	2207	16.4	993	22.0	954	17.3	Total Prairies
British Columbia, Yukon & Northwest Territories	603	13.4	1415	17.8	1842	13.7	562	12.5	687	12.4	Colombie-Britannique Yukon & Territoires du Nord-Ouest
CANADA	<u>4487</u>	<u>100.0</u>	<u>7955</u>	<u>100.0</u>	<u>13476</u>	<u>100.0</u>	<u>4505</u>	<u>100.0</u>	<u>5517</u>	<u>100.0</u>	Canada
Electric Utility	3457	-	6754	-	12455	-	4229	-	5184	-	Services d'électricité
% Electric Utility of Total	77	-	85	-	92	-	94	-	94	-	% du total par les services d'électricité.

Source: Statistics Canada Publication 61-205.
Publication 61-205 Statistique Canada.

Capital Expenditures by electric utilities are not available on a regional basis. A reasonable proxy is the total for Miscellaneous Utilities - over 90% of which (on a national basis) is the electric power component.
Les immobilisations des services d'électricité ne sont pas disponibles par région. Le total des services publics divers constitue une approximation raisonnable, dont l'énergie électrique constitue plus de 90% (à l'échelle nationale).

FINANCING

Since 1960, debt has been increasingly used to finance utility investments. Table 9 indicates the portions of utility debt and equity for each province for the years 1960, 1965, 1970, 1975 and 1976. For all provinces and regions except Alberta, Saskatchewan and New Brunswick, the debt portion of total capital was larger in 1976 than it was in 1960, dramatically so in some cases. The debt portion for Alberta and Saskatchewan was significantly lower in 1976 than in 1960, while it remained about the same in New Brunswick.

FINANCEMENT

Depuis 1960, les services ont de plus en plus recouru à l'emprunt pour financer leurs investissements. Le tableau 9 indique les proportions d'actif et de passif de chaque province pour les années 1960, 1965, 1970, 1975 et 1976. Dans toutes les provinces et régions, à l'exception de l'Alberta, de la Saskatchewan et du Nouveau-Brunswick, la part d'endettement en regard de l'ensemble des immobilisations était plus grande en 1976 qu'en 1960. Dans certains cas l'endettement avait même atteint un seuil critique. En Alberta et en Saskatchewan, l'endettement était beaucoup moindre en 1976 qu'en 1960, tandis qu'il se maintenait à peu près au même niveau au Nouveau-Brunswick.

**Table 9 Electric Utility
Financial Structure %**

Debt/Equity	1960		1965		1970		1975		1976		Passif/Avoir
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	
Newfoundland	58	42	70	30	82	18	81	19	79	21	Terre-Neuve
Prince Edward Island	45	55	58	42	45	55	58	42	53	47	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	58	42	69	31	77	23	101	-1	103	-3	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	92	8	89	11	88	12	91	9	92	8	Nouveau-Brunswick
Quebec	61	39	79	21	74	26	75	25	76	24	Québec
Ontario	64	36	63	37	66	34	74	26	77	23	Ontario
Manitoba	90	10	91	9	93	7	96	4	97	3	Manitoba
Saskatchewan	97	3	90	10	81	19	70	30	73	27	Saskatchewan
Alberta	60	40	57	43	56	44	53	47	49	51	Alberta
British Columbia	70	30	89	11	94	6	94	6	94	6	Colombie-Britannique
Yukon and Northwest Territories	91	9	71	29	77	23	99	1	98	2	Yukon et Territoires du Nord-Ouest
Canada	67	33	74	26	75	25	79	21	83	17	CANADA

(1) Debt : Long term + short term debt.
Passif : Dette à long terme + dette à court terme

(2) Equity : Total of capital and reserves + surplus.

Avoir : Total du capital et des réserves + les surplus.

Source: Statistics Canada Publication 57-202.
Publication 57-202, Statistique Canada.

The debt/equity relationships in Prince Edward Island and Alberta reflect the fact that investor-owned utilities supply either all or most of the electricity in those provinces, whereas publicly-owned utilities provide most of electricity in the other provinces. The investor-owned utilities must employ a more conservative financial structure, in recognition of their greater financial risk. The debt of the publicly-owned utilities is guaranteed by the provinces.

Le rapport de solvabilité de l'Île-du-Prince-Édouard et de l'Alberta tient du fait que, dans ces deux provinces, des entreprises d'investissement répondent à la totalité, ou à la plus grande partie, des besoins en électricité; ailleurs, les services étatisés s'en chargent. Les services appartenant aux entreprises privées doivent recourir à une structure financière plus prudente, en raison du plus grand risque qu'ils encourent de subir des pertes financières. La dette des services étatisés est garantie par les provinces.



The Point Lepreau nuclear plant in New Brunswick, by the Bay of Fundy is scheduled to operate in 1980. Federal funding covers half the cost of the first nuclear plant in the province.

La centrale nucléaire de pointe Lepreau, au Nouveau-Brunswick, près de la baie de Fundy, doit entrer en service en 1980. Le gouvernement fédéral finance la moitié des coûts de la première centrale nucléaire dans une province.

COSTING AND PRICING

COSTING

The unit cost of supplying electricity has been increasing rapidly in recent years. The two basic reasons for the marked increase in this cost are:

- The significant increase in the rate of inflation;
- The dramatic increase in the cost of fossil fuels.

The relatively high level of inflation in recent years affects the electric utility industry in two ways: firstly, by increasing the cost of the very large quantity of funds required to meet capital requirements, as outlined in the section on investment; and secondly, by increasing the cost of constructing additional facilities. The average interest on new long term debt used by the utilities is shown below for five year periods from 1956 to 1977.

Table 10 Average Interest on Public Utility New Long Term Debt (%)

	<u>1956-60</u>	<u>1961-65</u>	<u>1966-70</u>	<u>1971-75</u>	<u>1976-77</u>
	5.08	5.52	7.13	9.19	10.06

Source: McLeod, Young, Weir Utilities Bond Yields.

The index of electric utility construction costs is shown in Figure 7, the band representing the range of different rates of increase for different parts of the utility system, (that is, generation, transmission, and distribution). This figure illustrates the very significant increase in utility construction costs between 1973 and the present, a trend shared by most capital projects.

With regard to fossil fuel costs, Figure 8 illustrates the sharp increases which the utilities have experienced since the price of oil was increased so dramatically in 1973 by the Organization of Petroleum Exporting Countries

ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX

ÉTABLISSEMENT DES COÛTS

Les coûts unitaires d'approvisionnement en électricité ont augmenté rapidement au cours des dernières années. Il y a deux principales raisons à cela:

- La forte augmentation du taux d'inflation
- L'augmentation stupéfiante du coût des combustibles fossiles.

Le niveau relativement élevé de l'inflation des dernières années affecte l'industrie des services d'électricité de deux façons: d'une part, il augmente le coût des fonds considérables requis pour répondre aux besoins en capitaux (voir le chapitre des investissements), et d'autre part, il fait monter les coûts de construction d'installations supplémentaires. L'intérêt moyen sur une dette à long terme contractée par les services d'électricité est indiqué, ci-dessous par tranches quinquennales (de 1956 à 1977).

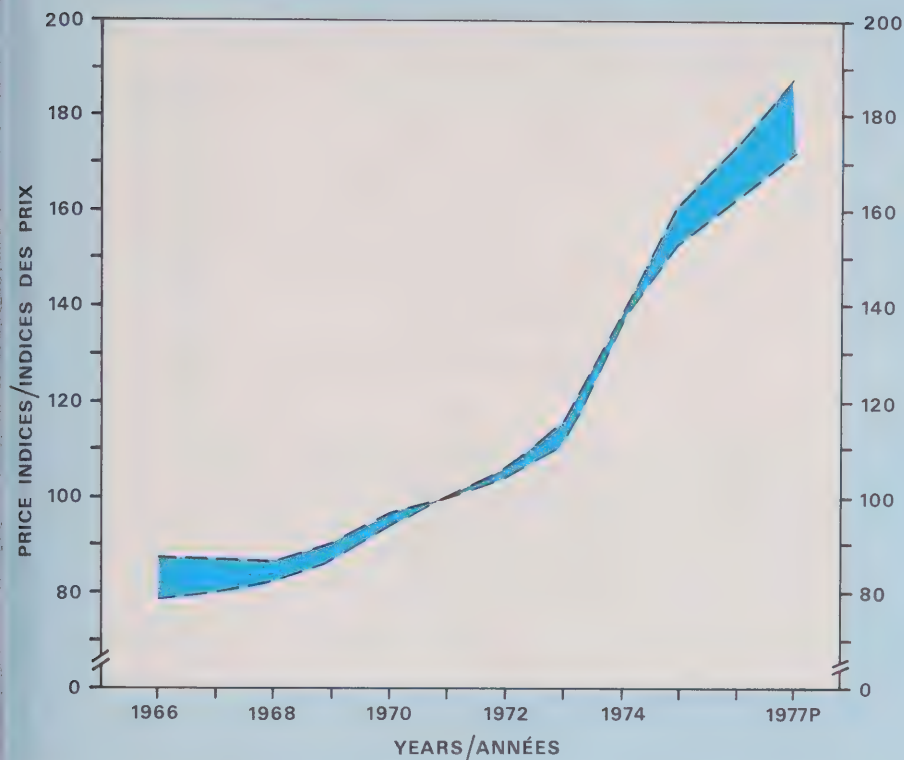
Tableau 10 Intérêt moyen sur les dettes à long terme des services publics (%)

	<u>1956-60</u>	<u>1961-65</u>	<u>1966-70</u>	<u>1971-75</u>	<u>1976-77</u>
	5.08	5.52	7.13	9.19	10.06

La figure 7 présente l'indice des coûts de construction de services d'électricité; la bande représente l'écart entre les différents taux d'augmentation pour chacune des parties du réseau d'un service (c'est-à-dire les secteurs de la production, du transport, et de la distribution). La figure fait ressortir le fait qu'entre 1973 et aujourd'hui, les coûts de construction de services d'électricité ont fortement augmenté, tendance à laquelle la plupart des projets d'investissement n'ont pu échapper.

En ce qui concerne les coûts de combustibles fossiles, on remarque à la figure

**Figure 7 Price Index Trends
in Electric Utility
Construction 1966-1977
(1971=100)**



**Figure 7 Tendances de l'indice des
prix dans la construction
de services d'électricité,
de 1966 à 1977 (1971=100)**

RANGE BETWEEN
THE DIFFERENT
RATES OF INCREASE
FOR DIFFERENT
PARTS OF THE
UTILITY SYSTEM.

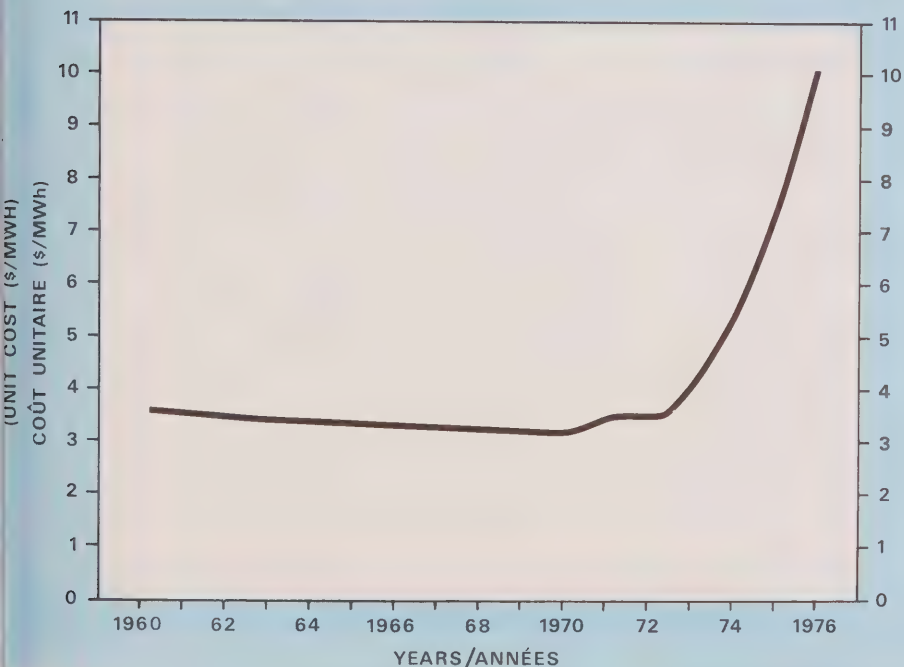
MARGE ENTRE LES
DIFFÉRENTS TAUX
D'AUGMENTATION
POUR DIFFÉRENTES
PARTIES DU RÉSEAU
DE SERVICES PUBLICS.

Source: Statistics Canada
Publication 62-007

Statistique Canada,
Publication 62-007

P: Preliminary
Préliminaire

**Figure 8 Unit Cost of Fuel for
Electricity Production,
1960-1976**



**Figure 8 Coût unitaire du combustible
utilisé pour la production
d'électricité, de 1960 à 1976**

Sources:

1960-75: Statistics Canada
Publication, 57-202

1976: National Energy
Board Publication
"Canadian Electric
Utilities, Analysis
of Generation and
Trends", 1976.

1960-75: Statistique Canada,
publication 57-202

1976: Office national de
l'énergie, publication
"Les services
canadiens d'électricité
— Analyse de la
production et des
tendances", 1976.

(OPEC). For Canada in total, the fuel costs per kilowatt hour generated from fossil fuels has nearly tripled between 1973 and 1976. The impact of this cost increase varies considerably from one region of the country to another depending on the type of fuel used, and the percentage of total energy supplied that is derived from fossil fuelled plants. Earlier sections of this publication provide a regional breakdown for both of these.

PRICING

Table 11 provides data on the average revenue from electricity sales in each province. As can be seen, the unit revenue for Canada was quite stable up to about 1972, then the cost began to escalate, for reasons outlined above - more rapidly in some regions than in others.

Figure 9 illustrates the movement of the electricity price component of the Consumer

les fortes hausses illustre les services d'électricité enregistrés par les services d'électricité depuis que l'Organisation des producteurs de pétrole (OPEP) a imposé une montée en flèche des prix du pétrole en 1973. Dans l'ensemble du Canada, les coûts des combustibles par kilowattheure produit à partir de combustibles fossiles ont presque triplé entre 1973 et 1976. Les répercussions de la hausse des coûts varient considérablement d'une région à l'autre, en fonction du type de combustible utilisé et du pourcentage du total des approvisionnements énergétiques fourni par les centrales à combustibles fossiles. Les premiers chapitres de la présente publication présentent une analyse de ces deux facteurs à l'échelle régionale.

ÉTABLISSEMENT DES PRIX

Le tableau 11 présente des données sur le revenu moyen tiré des ventes d'électricité dans chaque province. Ainsi qu'on peut le constater, le revenu unitaire pour l'ensemble du Canada a été stable jusqu'en 1972; puis, les coûts ont commencé à grimper plus ou moins rapidement selon les régions, pour les raisons précitées.

La figure 9 indique les fluctuations de la composante du prix de l'électricité de l'Indice

Table 11 Average Revenue from Electricity Sales, by Province, 1964-1976 (current cents/kWh)

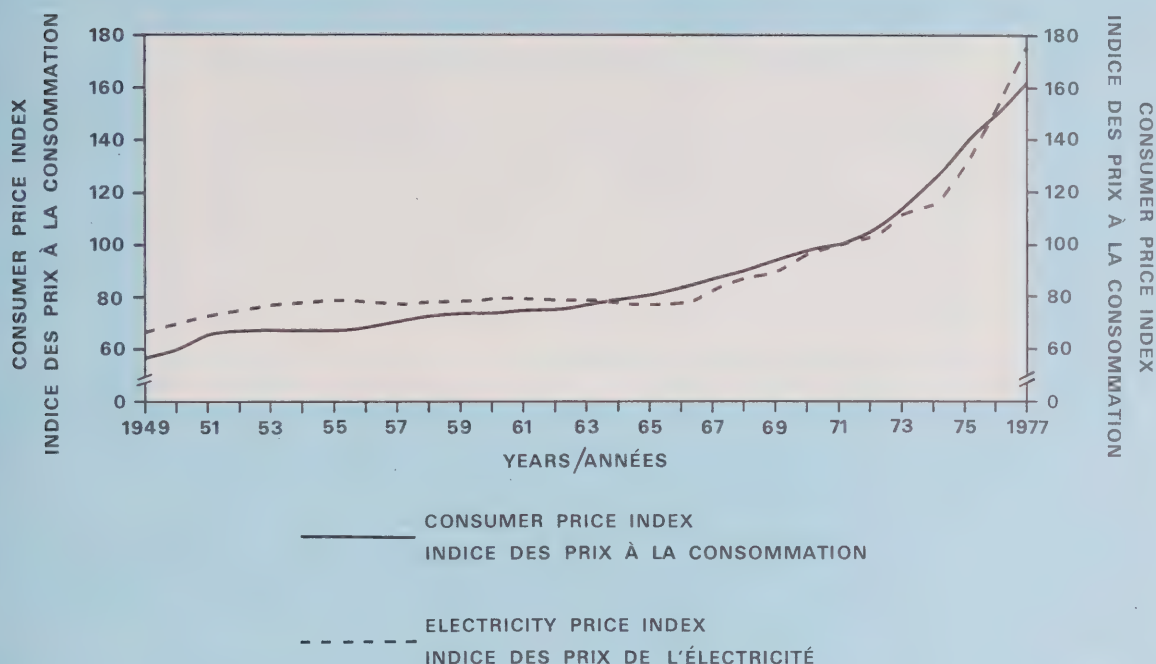
Tableau 11 Revenu moyen des ventes d'électricité par province, de 1964 à 1976 (en cents actuels/kWh)

PROVINCE	1964	1966	1968	1970	1972	1974	1975	1976	PROVINCE
Newfoundland	1.0	1.1	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.4	Terre-Neuve
Prince Edward Island	3.5	3.1	2.9	2.8	3.0	3.7	4.1	5.1	Île-du Prince-Édouard
Nova Scotia	2.0	1.9	1.9	1.9	1.8	2.0	2.5	2.8	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	1.8	1.5	1.5	1.6	1.5	1.6	1.9	2.0	Nouveau-Brunswick
Quebec	0.8	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	Québec
Ontario	1.0	1.0	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	Ontario
Manitoba	1.0	1.1	1.1	1.1	1.0	1.2	1.4	1.7	Manitoba
Saskatchewan	2.3	2.0	1.9	1.7	1.6	1.6	1.8	2.1	Saskatchewan
Alberta	1.8	1.6	1.6	1.5	1.5	1.7	2.0	2.4	Alberta
British Columbia	1.4	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	Colombie-Britannique
Yukon	-	-	-	2.2	2.4	2.6	2.7	3.5	Yukon
Northwest Territories	-	-	-	2.5	3.2	3.6	4.0	5.2	Territoires du Nord-Ouest
CANADA	1.1	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	CANADA

Source: Statistics Canada Publication 57-202.
Publication 57-202, Statistique Canada.

Figure 9 Electricity Price Index and CPI (1971=100)

Figure 9 Indice des prix de l'électricité et indice des prix à la consommation (1971=100)



price Index relative to that of the total Consumer Price Index.

This shows that the electricity price component increased much more slowly than the total from 1953 to 1966, at about the same rate from 1966 to 1974 and at a higher rate since 1974.

Table 12 provides data on residential electricity costs for selected Canadian cities.

Spurred in part by the substantial upward adjustment of electricity prices and the prospects of future increases, there has been a greatly expanded interest in rates and the pricing mechanism. Pricing is perceived as being:

- An incentive for conservation;
- A means of reducing the need for new capacity with consequent reduction of environmental impact and demand for capital;
- An essential component in optimizing economic efficiency in the allocation of resources.

des prix à la consommation, en regard des variations de l'Indice global des prix à la consommation.

On remarque que de 1953 à 1966, la hausse de la composante du prix de l'électricité a été beaucoup plus lente que l'augmentation de l'Indice global des prix; en fait, elle réussit à se maintenir à peu près au même taux entre 1966 et 1974, et s'est accélérée depuis.

Le tableau 12 fournit des données sur les coûts de l'électricité dans les résidences de certaines villes du Canada.

En raison du relèvement des prix de l'électricité et des perspectives de hausses prochaines, les tarifs et le mécanisme de l'établissement des prix ont suscité un intérêt grandissant. On considère que l'établissement des prix:

- Encourage fortement les économies d'énergie;
- Permet de réduire le besoin de nouvelle capacité, minimisant par conséquent les répercussions sur l'environnement et la demande de capitaux;

**Table 12 Residential Electricity Costs
for Selected Canadian Cities,
as of July 1977
(1,000 kWh/month)**

**Tableau 12 Coût de l'électricité dans
le secteur résidentiel pour
certaines villes canadiennes,
en juillet 1977
(1,000 kWh/mois)**

	Cost to Customer ⁽¹⁾	Utility Revenue ⁽²⁾	Percentage Difference ⁽³⁾	
	Coût pour le consommateur ⁽¹⁾	Recettes des services publics ⁽²⁾	Pourcentage de différence ⁽³⁾	
Vancouver	\$30.65	\$28.65	7.0	Vancouver
Calgary	21.52	22.61	-4.8	Calgary
Edmonton	20.55	20.55	--	Edmonton
Regina	28.56	25.96	10.0	Regina
Winnipeg	25.26	23.50	7.5	Winnipeg
Toronto	24.99	24.99	--	Toronto
Ottawa	24.08	24.08	--	Ottawa
Montreal	20.57	19.05	8.0	Montréal
Fredericton	30.34	30.34	--	Fredericton
Halifax	40.50	40.00	1.3	Halifax
Charlottetown	53.91	53.91	--	Charlottetown
St. John's	29.14	26.49	10.0	St. John's

(1) Cost to the customer, including provincial discounts, taxes, etc., as calculated by EMR.
Coût pour le consommateur, y compris les rabais, les taxes, etc., tel que le calcule l'EMR.

(2) Price charged (and revenue received) by the utility from Statistics Canada Publication 57-203.
Prix exigé et revenu perçu par le service public selon la publication 57-203 de Statistique Canada.

(3) Cost to Customer ÷ Utility Revenue.
Rapport entre le consommateur et les recettes du Service public.

However, it is unlikely that all of these objectives can be achieved simultaneously.

Historically, the main concerns have been that electricity pricing should produce adequate (but not excessive) revenue for the electric utility and that revenues derived from different customer classes should fairly reflect the costs incurred by the utility in providing service for each class. Consideration has also been given, in the development of rate structures, to the existence of several distinguishable cost components such as capacity (kilowatt) costs associated with peak power demand, energy (kilowatt hour) costs, and fixed customer service costs (e.g. metering, billing). In some instances, inclusion of specific capacity and energy components in a rate structure depends on whether or not the cost of demand

- constitue un facteur essentiel de l'optimisation du rendement économique de la répartition des ressources.

Cependant, il est peu probable que tous ces objectifs puissent être atteints en même temps.

Par le passé, on se préoccupait surtout du fait que les prix de l'électricité devaient assurer au service d'électricité un revenu suffisant (sans être excessif), et que les revenus tirés des différentes classes de consommateurs devaient refléter fidèlement les coûts engagés par le service public pour chaque classe. On a également attaché de l'importance, dans l'élaboration des structures tarifaires, à l'existence de plusieurs composantes distinctes dans les coûts, notamment les coûts de la puissance (kilowatt

metering can be justified for small use customers. Even if specific measurement of these separate components is not economic, there has been an attempt to develop rates that reflect this underlying philosophy at least for the class as a whole if not for individual customers.

In recent years there has been considerable discussion in Canada, plus discussion, research and demonstration in the United States of the use of rates that vary over different hours of the day, days of the week and seasons of the year. One major benefit of these time-differentiated rates could be to provide for more efficient allocation of resources, by providing to electricity customers information on the cost of supplying electricity at different times of the day, week and year.

Intensive research into this subject is currently being carried out in the United States, to determine to what extent time-differentiated rates are feasible for implementation. A major hearing on this topic is underway at the Ontario Energy Board, relating to Ontario Hydro. Similar research is underway at present in Quebec and soon will be in Nova Scotia.

liés à la demande de pointe, les coûts de l'énergie (kilowattheure) et les coûts fixes des services aux clients (par exemple, le comptage et la facturation). Pour déterminer si la structure tarifaire doit comprendre des composantes particulières en matière de puissance et d'énergie, il faut parfois établir si les coûts de comptage de la demande peuvent être justifiés dans le cas de petits consommateurs. Même si une évaluation précise de ces différentes composantes ne s'avère pas économique, les efforts déployés jusqu'à présent ont tenté d'établir des tarifs qui font ressortir ce principe fondamental du moins pour l'ensemble d'une classe de consommateurs, faute de pouvoir le faire au niveau des individus.

Ces dernières années, la question de l'utilisation de tarifs variables en fonction des heures, des jours, et des saisons a été largement discutée au Canada, et a fait l'objet de discussions, de recherches et de démonstrations aux États-Unis. L'utilisation d'une tarification variable selon l'horaire aurait comme grand avantage de mieux répartir les ressources, en fournissant du même coup aux consommateurs d'électricité des renseignements sur les coûts d'approvisionnement à différentes périodes de la journée, de la semaine et de l'année.

Les États-Unis effectuent actuellement des recherches approfondies afin de déterminer dans quelle mesure il serait possible d'appliquer une tarification variable selon l'horaire. L'Ontario Energy Board tient actuellement une grande audience à propos de l'Hydro-Ontario. Le Québec effectue également des recherches analogues et la Nouvelle-Écosse emboîtera le pas sous peu.

TIDAL POWER

The tides in the Bay of Fundy are among the highest in the world and have attracted investigations of successively greater scope during the last fifty years. A very detailed study was undertaken in the late 1960's by the Atlantic Power Tidal Programming Board which reported in October 1969 that, while technically feasible, economic justification for tidal plant construction could not be achieved. As a result of changes in the relative cost of alternative sources of energy, it was decided in December 1975 by the governments of New Brunswick, Nova Scotia and Canada to empower the Bay of Fundy Tidal Power Review Board to provide firm estimates of the cost of tidal energy in relation to alternatives as a basis for a decision to proceed with detailed engineering design. The work of the Board was completed late in 1977. Thirty sites were evaluated by the Board, three were selected for more intensive study and from these three, one site in the Cumberland Basin was recommended for prefeasibility engineering design.

The selected site would have a capacity of approximately 1,100 MW and would have an estimated cost of \$1.2 billion (1976 dollars) or about \$3.1 billion in current dollars if and when completed in the late 1980's. The annual output from the plant is expected to be about 3.4 million kWh. Although the tides represent a renewable source of energy, the Tidal Power Review Board does not hold out any prospect that tidal development can provide electricity to the Maritime region at a cost significantly lower than the more conventional expansion of the electric utility systems. Indeed, there will be special difficulties in developing a financing agreement which would not impose on electricity customers a higher cost during the early years of operation of a tidal plant. In view of this, the decision to proceed with a design study would not necessarily imply a decision to undertake investment in the project - a decision which would be faced not earlier than 1981.

Most of the benefit of a tidal plant in the Maritimes would arise from its potential to displace oil fuel for existing thermal generating

ÉNERGIE MARÉMOTRICE

Les marées de la baie de Fundy classent parmi les plus fortes au monde. Elles ont donc, au cours des cinquante dernières années, motivé l'exécution d'études d'une portée toujours plus grande. Vers la fin des années 1960, l'Atlantic Power Tidal Programming Board a effectué une étude très minutieuse qui conclut dans son rapport d'octobre 1969 qu'il est techniquement possible de mettre en valeur l'énergie marémotrice, la construction d'une centrale marémotrice n'a aucune justification sur le plan économique. En raison des hausses du coût relatif des autres sources d'énergie, les gouvernements du Nouveau-Brunswick, de la Nouvelle-Écosse et du Canada décidaient, en décembre 1975, de confier au Bureau des études marémotrices de la baie de Fundy la tâche de préparer une évaluation des coûts d'exploitation de l'énergie marémotrice par rapport aux autres sources d'énergie, afin de décider de l'opportunité de dresser des plans techniques détaillés. Le Bureau achevait son travail vers la fin de 1977. Parmi les 30 emplacements examinés, le Bureau en a retenu trois pour fins d'études plus approfondies et recommandé un emplacement dans le bassin de Cumberland comme offrant, à première vue, des possibilités de conception technique.

L'emplacement choisi aurait une capacité d'environ 1 100 MW et on prévoit que son aménagement coûterait 1,2 milliard de dollars (dollars de 1976), ou 3,1 milliards en monnaie courante, à supposer qu'il soit prêt à la fin des années 1980. La production annuelle de la centrale atteindrait environ 3,4 millions de kWh. Même si les marées constituent une source d'énergie renouvelable, le Bureau d'études marémotrices n'entrevoit nullement la perspective d'utiliser l'énergie des marées pour fournir de l'électricité à la région des Maritimes à un coût nettement inférieur à celui des projets plus classiques d'expansion des réseaux de services d'électricité. En effet, on ne pourra, sans se heurter à des difficultés particulières, en arriver à une entente financière qui n'imposerait pas aux consommateurs d'électricité une hausse de coûts au cours des premières années d'exploitation d'une centrale marémotrice. Pour cette raison, la décision

plants in the region. The generation scenarios used by the Tidal Power Review Board include substantial additions of nuclear capacity as the lowest cost source of base load electricity generation in the Maritime region and the choice to proceed with tidal development would not influence the choice of nuclear generation in any significant way. Indeed the tidal and nuclear sources would complement one another.

d'entreprendre une étude technique n'implique pas nécessairement qu'il faille investir dans le projet. Cette dernière question ne fera l'objet d'aucune décision avant 1981.

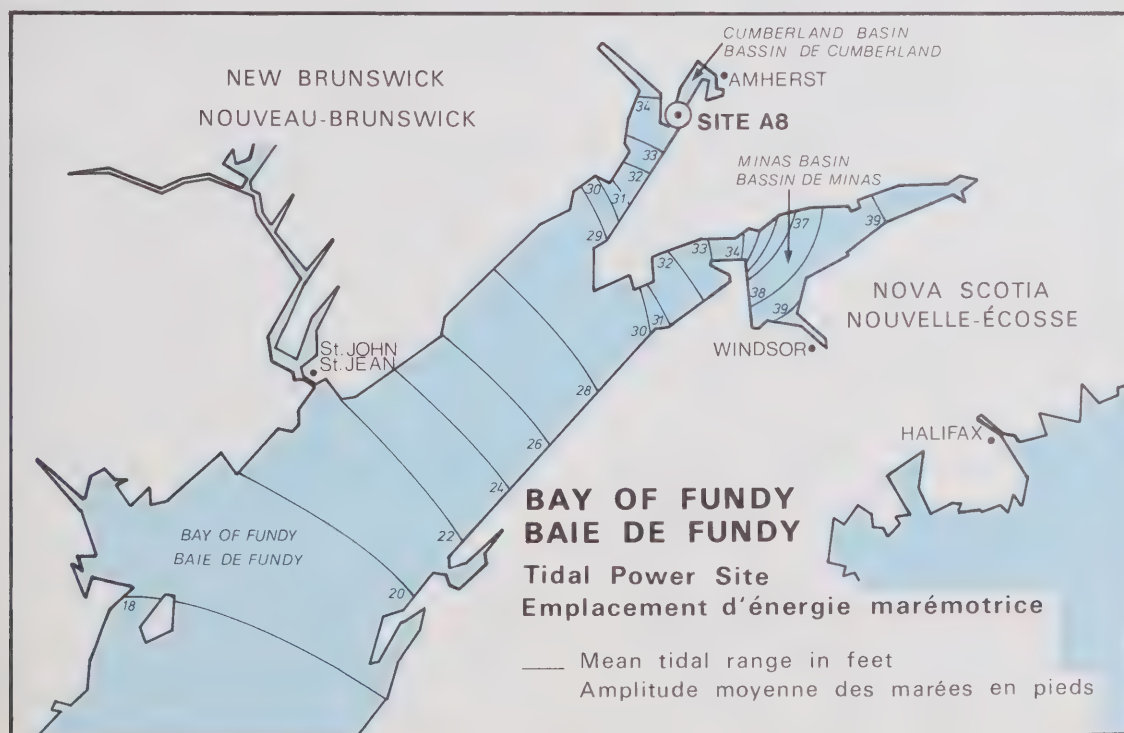
La plupart des avantages d'une centrale marémotrice dans les Maritimes découleraient des possibilités de remplacement du pétrole utilisé comme combustible dans les centrales thermiques de la région. Les scénarios de production utilisés par le Bureau des études marémotrices englobent des additions considérables de capacité de production nucléaire, puisqu'il s'agit de la source la moins coûteuse de production d'électricité de charge de base dans les Maritimes. Par ailleurs, le choix de mettre en valeur l'énergie marémotrice ne changerait pas grand-chose au choix de recourir à la production nucléaire puisque ces deux sources d'énergie se complèteraient.

NATURAL TIDAL RANGES (ft.) AMPLITUDE DES MARÉES (pieds)

Maximum	47
Minimum	22
Average	32
Moyenne	

POWER POTENTIAL ÉNERGIE POTENTIELLE

Installed capacity (MW)	795
Puissance installée (MW)	
Annual energy production (GWh)	2352
Production annuelle d'énergie (GWh)	



RESEARCH AND DEVELOPMENT

The production and distribution of electricity is inherently a highly capital intensive activity involving the use of sophisticated technologies. On the other hand, most of the primary supplies of electricity such as coal and nuclear fuels, and renewable resources such as hydraulic energy suggest that such resources should be exploited to the maximum extent to meet Canada's needs in preference to the more rapidly depleting energy forms.

To ensure the optimum role of electricity in the energy economy, technological improvements which can reduce costs and improve efficiency of production, transmission and utilization have a very important role to play. The major electric utilities in Canada undertake substantial research programs and within the last few years a cooperative program of research and development managed by the Canadian Electrical Association (CEA) has been established and is maturing as an effective vehicle for many types of research activity associated with electrical energy.

This program, which is supported jointly by contributions from Canadian electric utilities and from the Department of Energy, Mines and Resources has now over eighty individual research programs committed and an annual budget exceeding \$2.5 million. The work under the program is carried out by a variety of contractors including the utilities themselves, universities, consultants, research institutes and manufacturers. The program comprises four major areas as follows: transmission and systems; generation; distribution; utilization and conservation.

While the dollar amounts spent under this program are at present quite modest compared with the direct investments by major utilities in their internal research programs, (approximately \$40 million in 1977), or the major investments by the federal government, especially in the area of nuclear energy, the CEA program, nevertheless, provides a focus for identifying research priorities and for participation by the smaller utilities in research activity. Equally important is the

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

La production et la distribution de l'électricité nécessitent de grands investissements de capitaux et l'utilisation d'une technologie très compliquée. Par contre, pour répondre aux besoins du Canada, il faudra exploiter de façon exhaustive la plupart des sources primaires d'électricité comme le charbon et les combustibles nucléaires, et les ressources renouvelables comme l'énergie hydraulique, de préférence à des formes d'énergie facilement épuisables.

Les améliorations techniques, dont l'emploi permet de réduire les coûts d'exploitation et d'améliorer l'efficacité de la production, du transport et de la consommation, se révèlent indispensables lorsqu'il s'agit d'assurer un rôle optimal à l'électricité dans l'économie énergétique. Les grands services d'électricité du Canada exécutent de vastes programmes de recherche et, au cours des dernières années, ont créé et élaboré un programme coopératif de recherche et de développement géré par la direction de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ), et dont la fonction consiste à encourager de nombreux types de travaux de recherche associés à l'énergie électrique.

Ce programme, financé conjointement par les services d'électricité du Canada et le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, englobe plus de quatre-vingt programmes de recherche distincts. Le budget annuel dépasse les 2,5 millions de dollars. L'exécution des travaux est confiée à différents entrepreneurs, y compris, les services d'électricité mêmes, des universités, des experts-conseils, des établissements de recherche et des fabricants. Le programme est subdivisé en quatre grands domaines: le transport et les réseaux; la production; la distribution; la consommation et les économies.

Même si les dépenses du programme sont actuellement restreintes par rapport aux investissements directs des grands services d'électricité dans leurs programmes internes de recherche (environ 40 millions de dollars en 1977), ou les investissements considérables du gouvernement fédéral, surtout dans le domaine de l'énergie nucléaire, le programme de l'ACÉ

participation of many individuals from the staff of utilities across Canada in the management of research projects. More than a hundred individuals were involved during 1977 in project monitoring and sub-committee activity related to the operation of the research program.

sert néanmoins à coordonner les objectifs prioritaires de recherche et la participation de plus petits services à l'exécution des travaux de recherche. La participation de nombreux membres du personnel des services d'électricité du Canada à la gestion des projets de recherche constitue un autre élément très important. En 1977, plus d'une centaine de personnes ont participé à la surveillance des projets et travaillé en sous-comités à l'exécution du programme de recherche.



ANNEX
APPENDICE

DEFINITIONS

- Capacity:** The rated ability of facilities to produce or deliver power at a given point in time, for example, installed generating capacity means the maximum amount of power that can be generated at a given point in time.
- Power:** The time rate at which electrical energy is made available, typically measured in kW.
- Production:** Generation of electrical energy, typically measured in kWh.
- Consumption:** Use of electrical energy, typically measured in kWh.

DÉFINITIONS

- Capacité:** Quantité théorique d'énergie que des installations peuvent produire ou livrer à un moment déterminé. Par exemple, la capacité de production installée d'une entreprise désigne la quantité d'énergie que cette entreprise peut produire à un moment déterminé.
- Puissance:** Énergie électrique fournie par unité de temps et ordinairement mesurée en kW.
- Production:** Énergie électrique produite et ordinairement mesurée en kWh.
- Consommation:** Énergie électrique utilisée, ordinairement mesurée en kWh.

ABBREVIATIONS

- Power:** kW - kilowatts
- MW - megawatts = 1,000 kW
- GW - gigawatts = 1,000,000 kW
- TW - terawatts = 1,000,000,000 kW
- Energy:** kWh - kilowatt-hours
- MWh - megawatt-hours = 1,000 kWh
- GWh - gigawatt-hours = 1,000,000 kWh
- TWh - terawatt-hours = 1,000,000,000 kWh
- kV - kilovolt

ABRÉVIATIONS

- Puissance:** kW - kilowatts
- MW - mégawatts = 1 000 kW
- GW - gigawatts = 1 000 000 kW
- TW - térawatts = 1 000 000 000 kW
- Énergie:** kWh - kilowattheures
- MWh- mégawattheures = 1 000 kWh
- GWh- gigawattheures = 1 000 000 kWh
- TWh- térawattheures = 1 000 000 000 kWh
- kV - kilovolt

Table A1 Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1977*
Tableau A1 Capacité de production installée et consommation d'énergie électrique au Canada, de 1920 à 1977*

Year Année	Installed Capacity/Puissance installée (MW)				Electrical Energy Consumption (GWH)(1)		Average Demand (MW)(2)		Peak Demand (MW)(3)		Generation Reserve ⁽⁴⁾ (MW) %		⁽⁵⁾ Load Factor %	
	Thermal/Thermique				Consumption d'énergie électrique (GWH)		Demande moyenne (MW)		Demande de pointe (MW)		Production de réserve (MW) %		Facteur de charge %	
	Conventional** Classique	Nuclear Nucléaire	Sub Total	Total	Hydro	Total								
1920	300	--	300	2,000	1,700		--	--	--	--	--	--	--	--
1930	400	--	400	4,700	4,300		2,222	--	--	--	--	--	--	--
1940	500	--	500	6,700	6,200		3,774	--	--	--	--	--	--	--
1950	900	--	900	9,800	8,900		6,283	--	--	--	--	--	--	--
1955	2,100	--	2,100	14,700	12,600		9,247	--	--	--	--	--	--	--
1960	4,392	--	4,392	23,049	18,657		12,477	--	--	--	--	--	--	--
1961	5,072	--	5,072	24,091	19,019		12,666	--	--	--	--	--	--	--
1962	5,609	20	5,629	24,967	19,338		13,257	--	--	--	--	--	--	--
1963	6,180	20	6,200	26,301	20,101		13,871	--	--	--	--	--	--	--
1964	6,694	20	6,714	27,027	20,313		15,291	--	--	--	--	--	--	--
1965	7,557	20	7,577	29,348	21,771		16,457	--	--	--	--	--	--	--
1966	8,307	20	8,327	30,765	22,438		17,917	--	--	--	--	--	--	--
1967	9,373	240	9,613	32,966	23,353		18,928	--	--	--	--	--	--	--
1968	10,711	240	10,951	35,908	24,957		20,074	--	--	--	--	--	--	--
1969	12,321	240	12,561	39,592	27,031		21,535	--	--	--	--	--	--	--
1970	14,287	240	14,527	42,826	28,298		22,979	--	--	--	--	--	--	--
1971	14,504	1,570	16,075	46,676	30,601		24,143	--	--	--	--	--	--	--
1972	15,318	2,126	17,444	49,944	32,500		26,220	--	--	--	--	--	--	--
1973	17,711	2,400	20,111	54,376	34,266		28,311	--	--	--	--	--	--	--
1974	18,085	2,666	20,751	57,530	36,779		30,393	--	--	--	--	--	--	--
1975	21,404	2,666	24,070	61,352	37,282		32,445	--	--	--	--	--	--	--
1976	23,442	3,466	26,908	66,396	39,488		34,173	--	--	--	--	--	--	--
1977(6)	24,798	5,066	29,864	70,217	40,353									

Table A1 - (continued)

Tableau A-1 (suite)

- (1) Figures for 1955 and earlier are approximate as they have been computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for own use.
Sources: For 1920-55 Canadian Energy Prospects (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957.
For 1956-76, Statistics Canada Publications 57-202.
Les chiffres de 1920 à 1955 sont approximatifs car ils proviennent des données de Statistique Canada pour les centrales productrices d'énergie destinée à la vente auxquelles on a ajouté les données des centrales qui produisent pour leur propre usage.
De 1920 à 1955, Perspectives économiques du Canada (Commission Royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada) John Davis, 1957
De 1956 à 1976, Publication 57-202, Statistique Canada.
 - (2) Average Demand = Energy Consumption ÷ 8,760 (hrs/yr).
Demande moyenne = Consommation d'énergie ÷ 8 760 (heures/année).
 - (3) Source: Statistics Canada Publication 57-204,
Publication 57-204, Statistique Canada.
 - (4) Generation Reserve Data is based on capacity. These figures differ from those presented by Statistics Canada Publication 57-204 as latter are based on capability.
Les données sur la production de réserve sont fondées sur la puissance. Ces chiffres ne correspondent pas à ceux que donne la publication 57-204 de Statistique Canada qui sont fondés sur la possibilité de production.
 - (5) Load Factor = Average Demand ÷ Peak Demand.
Facteur de charge = Demande moyenne ÷ demande de pointe.
 - (6) Preliminary Data.
Données préliminaires.
- * Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.
Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.
- ** Details Provided in Table A2.
Les détails se trouvent au tableau A2.

Table A2 Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures 1977 (GWh)*

Tableau A2 Production d'énergie électrique par principal type de combustible, données préliminaires pour 1977 (GWh)*

Province	Conventional Thermal/Thermique classique					Hydro	Total	% of Total Generation % de la production Totale	Generated By/Produite par			Province
	Coal Charbon	Oil Pétrole	Gas Gaz	Sub Total	Nuclear Nucléaire				Utilities Services d'électricité	Industrial Établissements industriels		
Newfoundland	--	428	--	428	--	40,594	41,022	13	40,530	491	Terre-Neuve	
Prince Edward Island	--	385	--	385	--	--	385	--	385	--	Île-du-Prince-Édouard	
Nova Scotia	1,077	3,853	35	4,965	--	794	5,759	2	5,284	475	Nouvelle-Écosse	
New Brunswick	580	4,555	--	5,136	--	3,019	8,155	3	7,597	557	Nouveau-Brunswick	
Quebec	--	246	5	252	22	82,743	83,016	26	64,616	18,400	Québec	
Ontario	24,530	3,183	6,885	34,598	24,674	36,421	95,693	30	91,513	4,180	Ontario	
Manitoba	1,223	131	14	1,368	--	11,144	12,512	4	12,445	67	Manitoba	
Saskatchewan	4,974	57	1,258	6,289	--	2,102	8,390	3	8,145	245	Saskatchewan	
Alberta	10,968	33	5,272	16,272	--	1,484	17,756	6	17,108	649	Alberta	
British Columbia	--	1,147	718	1,864	--	41,259	43,124	14	31,493	11,631	Colombie-Britannique	
Yukon	--	43	--	43	--	324	367	**	339	28	Yukon	
Northwest Territories	--	104	--	104	--	266	370	**	351	20	Territoires du Nord-Ouest	
CANADA	43,352	14,165	14,187	71,703	24,696	220,150	316,549	100	279,804	36,745	CANADA	

* Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.
Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

** Less than 0.5%.
Moins de 0.5%.

Source: Statistics Canada.
Statistique Canada.

Table A3 Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type as at December 31, 1977 (MW)*
Tableau A3 Capacité thermique classique par principal type de combustible, au 31 décembre 1977 (MW)*

	Steam Vapeur				Gas Turbine Turbine à Gaz				Internal Combustion Combustion interne				All Conventional Thermal Toutes les sources d'énergie thermique classique					
	Coal Charbon	Oil Pétrole	Gas Gaz	Other* Autres	Total	Oil Pétrole	Gas Gaz	Total	Oil Pétrole	Gas Gaz	Total	Coal Charbon	Oil Pétrole	Gas Gaz	Other** Autres	Total		
Newfoundland	-	355	-	-	355	170	-	170	71	-	71	-	596	-	-	596	Terre-Neuve	
Prince Edward Island	-	71	-	-	71	41	-	41	7	-	7	-	118	-	-	118	Île-du-Prince-Édouard	
Nova Scotia	121	1010	-	32	1164	205	-	205	1	-	1	121	1216	-	32	1370	Nouvelle-Écosse	
New Brunswick	99	1541	-	-	1640	23	-	23	5	-	5	99	1569	-	-	1668	Nouveau-Brunswick	
Quebec	-	636	4	16	656	161	-	161	76	-	76	-	873	4	16	892	Québec	
Ontario	7780	2329	1457	1	11566	451	-	451	4	6	10	7780	2784	1463	1	12027	Ontario	
Manitoba	419	24	4	-	447	24	-	24	18	-	18	419	66	4	-	489	Manitoba	
Saskatchewan	1186	-	171	21	1378	-	-	147	11	9	20	1186	11	327	21	1545	Saskatchewan	
Alberta	2484	-	1048	-	3532	-	-	211	38	8	46	2484	38	1267	-	3789	Alberta	
British Columbia	-	139	1025	156	1319	291	5	296	128	-	128	-	558	1030	156	1743	Colombie-Britannique	
Yukon	-	-	-	-	-	-	-	-	44	-	44	-	44	-	-	44	Yukon	
Northwest Territories	-	1	-	-	1	2	-	2	113	-	113	-	115	-	-	115	Territoires du Nord-Ouest	
Sub Total	12088	6105	3708	226	22126	1367	363	1730	517	23	540	12088	7989	4094	226	24396	Sous-Total	
Plants Not Listed By Province	-	7	228	-	235	4	123	127	41	-	41	-	52	351	-	403	Installations sans précision de province	
CANADA	12088	6112	3935	226	22361	1371	486	1857	558	23	581	12088	8041	4444	226	24799	CANADA	

* Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.
Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

** Mainly wood wastes and black liquor.
Principalement des résidus de bois et des solutions résiduelles.

Table A4 Electric Power Exports 1975, 1976 and Preliminary Figures for 1977 (GWh)**

Tableau A4 Exportations d'énergie électrique en 1975, 1976, et données préliminaires pour 1977 (GWh)**

PROVINCE	YEAR ANNÉE	PROVINCIAL/PROVINCIALES				PROVINCIAL/PROVINCIALES				NET EXPORTS TO U.S.A./ EXPORTATIONS NETTES AUX ÉTATS-UNIS			
		GENERATION IN PROVINCE PRODUCTION PAR PROVINCE	EXPORTATIONS	IMPORTATIONS	NET EXPORTS EXPORTATIONS	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS AUX ÉTATS-UNIS	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS DES ÉTATS-UNIS	NET EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES AUX ÉTATS-UNIS	% OF PROVINCIAL SUPPLY APPROVISIONNEMENT PROVINCIAL TOTAL	% OF CANADIAN TOTAL NET EXPORT % DES EXPORTATIONS CANADIENNES TOTALES	PROVINCE		
Newfoundland	1977	41,022	33,349	-	33,349	-	-	-	7,673	-	Terre-Neuve		
	1976	39,257	32,106	-	32,106	-	-	-	7,151	-			
	1975	35,803	29,597	-	29,597	-	-	-	6,206	-			
Prince Edward Island	1977	385	-	67	-67	-	-	-	452	-	Île-du-Prince- Édouard		
	1976	445	-	-	-	-	-	-	455	-			
	1975	421	-	-	-	-	-	-	421	-			
Nova Scotia	1977	5,759	20	385	-365	-	-	-	6,124	-	Nouvelle- Écosse		
	1976	5,726	9	342	-333	-	-	-	5,393	-			
	1975	5,498	84	284	-200	-	-	-	5,697	-			
New Brunswick	1977	8,155	452	3,743	-3,291	3,470	14	3,456	7,990	42	Nouveau- Brunswick		
	1976	6,633	342	3,724	-3,382	2,468	101	2,367	7,648	36			
	1975	4,677	284	3,856	-3,572	1,624	87	1,537	6,712	33			
Quebec	1977	83,016	14,517	33,688	-19,171	578	23	555	101,632	1	Québec		
	1976	77,323	15,377	32,418	-17,041	525	29	496	93,868	1			
	1975	76,108	15,137	29,870	-14,733	917	9	908	89,932	1			
Ontario	1977	95,693	367	11,563	-11,196	9,646	1,167	8,479	98,410	9	Ontario		
	1976	87,418	392	13,264	-12,872	6,217	2,069	4,148	96,142	5			
	1975	78,558	309	13,071	-12,762	4,838	2,716	2,122	89,198	3			
Manitoba	1977	12,512	1,419	986	433	583	873	-290	12,369	-2	Manitoba		
	1976	14,007	2,462	877	1,455	719	305	414	12,108	3			

Tableau A4 (suite), (GWh)

PROVINCE	YEAR ANNÉE	PRODUCTION IN PROVINCE PRODUCTION PAR PROVINCE				PROVINCIAL/PROVINCIALES				NET EXPORTS TO U.S.A./ EXPORTATIONS NETTES AUX ÉTATS-UNIS				TOTAL PROVINCIAL SUPPLY APPROVISIONNEMENT PROVINCIAL TOTAL				% OF PROVINCIAL GENERATION % DE LA PRODUCTION PROVINCIALE				% OF CANADIAN TOTAL NET EXPORT % DES EXPORTATIONS CANADIENNES TOTALES									
		EXPORTS EXPORTATIONS	IMPORTS IMPORTATIONS	NET EXPORTS EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS DES ÉTATS-UNIS	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS AUX ÉTATS-UNIS	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS DES ÉTATS-UNIS	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES	EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES	IMPORTS FROM U.S.A. IMPORTATIONS NETTES		
Saskatchewan	1977	8,390	958	650	308	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	1976	7,534	797	760	37	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	1975	7,090	768	865	-97	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Alberta	1977	17,756	398	143	255	-	2	-2	17,503	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	
	1976	15,924	116	430	-314	-	1	-1	16,239	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	
	1975	15,100	153	297	-144	-	2	-2	15,246	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	-*	
British Columbia	1977	43,124	143	398	-255	5,606	611	4,995	38,384	12	29	Colombie-Britannique	12	29	Colombie-Britannique	12	29	Colombie-Britannique	12	29	Colombie-Britannique	12	29	Colombie-Britannique	12	29	Colombie-Britannique	12	29	Colombie-Britannique	12
	1976	38,961	430	116	314	2,874	1,084	1,790	36,857	5	19		5	19		5	19		5	19		5	19		5	19		5	19		
	1975	34,542	297	150	147	2,857	1,151	1,706	32,689	5	23		5	23		5	23		5	23		5	23		5	23		5	23		
Yukon	1977	367	-	-	-	-	-	-	367	-	-	Yukon	-	-	Yukon	-	-	Yukon	-	-	Yukon	-	-	Yukon	-	-	Yukon	-	-	Yukon	-
	1976	368	-	-	-	-	-	-	368	-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		
	1975	352	-	-	-	-	-	-	352	-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		
Northwest Territories	1977	370	-	-	-	-	-	-	370	-	-	Territoires du Nord-Ouest	-	-	Territoires du Nord-Ouest	-	-	Territoires du Nord-Ouest	-	-	Territoires du Nord-Ouest	-	-	Territoires du Nord-Ouest	-	-	Territoires du Nord-Ouest	-	-	Territoires du Nord-Ouest	-
	1976	446	-	-	-	-	-	-	446	-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		
	1975	425	-	-	-	-	-	-	425	-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		-	-		
Canada	1977	316,549	-	-	-	19,883	2,690	17,193	299,356	5	100	Canada	5	100	Canada	5	100	Canada	5	100	Canada	5	100	Canada	5	100	Canada	5	100	Canada	5
	1976	294,043	-	-	-	12,804	3,590	9,214	284,829	3	100		3	100		3	100		3	100		3	100		3	100		3	100		
	1975	273,392	-	-	-	11,409	3,972	7,437	265,955	3	100		3	100		3	100		3	100		3	100		3	100		3	100		

* Negligible.
Quantité négligeable.

** Totals may not add up to the sum of the elements due to rounding.
Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

Source: Statistics Canada Publication 57-202 for 1975-76, 57-001 for 1977.
Publications 57-202 pour 1975-1976 et 57-001 pour 1977, Statistique Canada.

Table A5 Production Capacity by Type

Tableau A5 Capacité de production par type

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE À GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ÉLECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL
------------	-----------------	------------------------------	---	----------------------	------------------------------------	---------------------------	-------

Newfoundland and Labrador

Terre-Neuve et Labrador

TOTAL (END/FIN 1976)	354.60	116.39	71.47	0.00	542.46	6205.77	6748.23
ADDITIONS (1977)	0.00	53.84	0.00	0.00	53.84	170.00	223.84
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	53.84	0.00	0.00	53.84	170.00	223.84
TOTAL (END/FIN 1977)	354.60	170.23	71.47	0.00	596.30	6375.77	6972.07
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1979.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
1980.	0.00	25.00	0.00	0.00	25.00	75.00	100.00
TOTAL	504.60	195.23	71.47	0.00	771.30	6450.77	7222.07

Prince Edward Island

Île-du-Prince-Édouard

TOTAL (END/FIN 1976)	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24
ADDITIONS (1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1977)	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24

Nova Scotia

Nouvelle-Écosse

TOTAL (END/FIN 1976)	1163.53	205.00	1.17	0.00	1369.70	159.90	1529.60
ADDITIONS (1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1977)	1163.53	205.00	1.17	0.00	1369.70	159.90	1529.60
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	200.00
1979.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
1980.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
TOTAL	1463.53	205.00	1.17	0.00	1669.70	359.90	2029.60

New Brunswick

Nouveau-Brunswick

TOTAL (END/FIN 1976)	1304.63	23.38	4.81	0.00	1332.82	679.88	2012.70
ADDITIONS (1977)	335.00	0.00	0.00	0.00	335.00	0.00	335.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	335.00	0.00	0.00	0.00	335.00	0.00	335.00
TOTAL (END/FIN 1977)	1639.63	23.38	4.81	0.00	1667.82	679.88	2347.70
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1979.	200.00	0.00	0.00	0.00	200.00	220.00	420.00
1980.	0.00	0.00	0.00	630.00	630.00	0.00	630.00
TOTAL	1839.63	23.38	4.81	630.00	2497.82	899.88	3397.70

Table A5 (Continued)

Tableau A5 (Suite)

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL TOTAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
------------	-----------------	------------------------------	---	----------------------	--	---------------------------	-------

Quebec

Québec

TOTAL (END/FIN 1976)	655.55	54.00	69.71	266.00	1045.26	15024.79	16070.05
ADDITIONS (1977)	0.00	106.60	6.00	0.00	112.60	0.00	112.60
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	106.60	6.00	0.00	112.60	0.00	112.60
TOTAL (END/FIN 1977)	655.55	160.60	75.71	266.00	1157.86	15024.79	16182.65
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	18.00	0.00	18.00	453.90	471.90
1979.	0.00	240.00	0.00	630.00	870.00	0.00	870.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1998.00	1998.00
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1998.00	1998.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1908.00	1908.00
1983.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1540.00	1540.00
1984.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2366.00	2366.00
1985.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	450.00	450.00
TOTAL	655.55	400.60	93.71	396.00	2045.86	25733.69	27784.55

Ontario

Ontario

TOTAL (END/FIN 1976)	11565.96	439.64	10.10	3200.00	15215.70	7024.67	22240.37
ADDITIONS (1977)	0.00	11.00	0.00	1600.00	1611.00	37.05	1648.05
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	11.00	0.00	1600.00	1611.00	37.05	1648.05
TOTAL (END/FIN 1977)	11565.96	450.64	10.10	4800.00	16826.70	7061.72	23884.42
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	1000.00	0.00	0.00	0.00	1000.00	0.00	1000.00
1979.	0.00	0.00	0.00	800.00	800.00	0.00	800.00
1980.	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	300.00
1981.	1147.50	0.00	0.00	1080.00	2227.50	54.00	2281.50
1982.	0.00	0.00	0.00	1340.00	1340.00	0.00	1340.00
1983.	400.00	0.00	0.00	1340.00	1740.00	0.00	1740.00
1984.	0.00	0.00	0.00	1650.00	1650.00	0.00	1650.00
1985.	0.00	0.00	0.00	1650.00	1650.00	0.00	1650.00
1986.	0.00	0.00	0.00	850.00	850.00	0.00	850.00
1987.	0.00	0.00	0.00	850.00	850.00	0.00	850.00
TOTAL	14413.46	450.64	10.10	14360.00	29234.20	7115.72	36349.92

Manitoba

Manitoba

TOTAL (END/FIN 1976)	447.00	23.80	18.37	0.00	489.17	2475.10	2964.27
ADDITIONS (1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	224.00	224.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	224.00	224.00
TOTAL (END/FIN 1977)	447.00	23.80	18.37	0.00	489.17	2699.10	3188.27
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	476.00	476.00
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	448.00	448.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1983.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1984.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	330.00	330.00
1985.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	440.00	440.00
1986.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	330.00	330.00
TOTAL	447.00	23.80	18.37	0.00	489.17	4723.10	5212.27

Saskatchewan

Saskatchewan

TOTAL (END/FIN 1976)	1085.00	147.28	19.85	0.00	1252.13	566.88	1819.01
ADDITIONS (1977)	292.50	0.00	0.00	0.00	292.50	0.00	292.50
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	292.50	0.00	0.00	0.00	292.50	0.00	292.50
TOTAL (END/FIN 1977)	1377.50	147.28	19.85	0.00	1544.63	566.88	2111.51
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1979.	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	300.00
TOTAL	1677.50	147.28	19.85	0.00	1844.63	566.88	2411.51

Table A5 (Continued)

Tableau A5 (Suite)

TOTAL (MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
------------	-----------------	------------------------------	---	----------------------	------------------------------------	---------------------------	-------

Alberta

Alberta

TOTAL (END/FIN 1976)	2985.57	211.30	45.65	0.00	3242.52	718.30	3960.82
ADDITIONS (1977)	546.00	0.00	0.00	0.00	546.00	0.00	546.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	546.00	0.00	0.00	0.00	546.00	0.00	546.00
TOTAL (END/FIN 1977)	3531.57	211.30	45.65	0.00	3788.52	718.30	4506.82
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	756.00	83.00	0.00	0.00	839.00	0.00	839.00
1979.	0.00	33.00	0.00	0.00	33.00	0.00	33.00
1980.	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	375.00
1981.	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	375.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1983.	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	375.00
1984.	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	375.00
1985.	750.00	0.00	0.00	0.00	750.00	0.00	750.00
1986.	750.00	0.00	0.00	0.00	750.00	0.00	750.00
TOTAL	7287.57	327.30	45.65	0.00	7660.52	718.30	8378.82

British Columbia

Colombie-Britannique

TOTAL (END/FIN 1976)	1319.39	295.74	127.74	0.00	1742.91	6526.86	8269.77
ADDITIONS (1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	434.00	434.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	434.00	434.00
TOTAL (END/FIN 1977)	1319.39	295.74	127.74	0.00	1742.91	6960.86	8703.77
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	53.90	0.00	0.00	53.90	434.00	487.90
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	350.00	350.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1257.50	1257.50
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1350.00	1350.00
1983.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	450.00	450.00
TOTAL	1319.39	349.64	127.74	0.00	1796.81	10802.36	12599.17

Yukon

Yukon

TOTAL (END/FIN 1976)	0.00	0.00	44.36	0.00	44.36	58.14	102.50
ADDITIONS (1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1977)	0.00	0.00	44.36	0.00	44.36	58.14	102.50
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	0.00	0.00	44.36	0.00	44.36	58.14	102.50

Northwest Territories

Territoires du Nord-Ouest

TOTAL (END/FIN 1976)	.60	1.50	109.07	0.00	110.17	47.36	157.53
ADDITIONS (1977)	0.00	0.00	5.00	0.00	5.00	0.00	5.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	0.00	0.00	5.00	0.00	5.00	0.00	5.00
TOTAL (END/FIN 1977)	.60	1.50	113.07	0.00	115.17	47.36	162.53
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	0.00	0.00	7.50	0.00	7.50	0.00	7.50
TOTAL	.60	1.50	120.57	0.00	122.67	47.36	170.03

Canada

Canada

TOTAL (END/FIN 1976)	20952.33	1558.88	524.23	3466.00	26505.44	39487.65	66993.09
PLANTS NOT LISTED BY PROVINCE	234.75	126.80	41.20	0.00	402.75	0.00	402.75
ADDITIONS (1977)	1173.50	171.44	11.00	1600.00	2955.94	865.05	3820.99
ADDITIONS (NET/NETTE 1977)	1173.50	171.44	11.00	1600.00	2955.94	865.05	3820.99
TOTAL (END/FIN 1977)	22360.58	1857.12	580.43	5066.00	29864.13	40352.70	70216.83
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1978.	1756.00	136.90	25.50	0.00	1918.40	1563.90	3482.30
1979.	800.00	273.00	0.00	1430.00	2503.00	1018.00	3521.00
1980.	825.00	25.00	0.00	630.00	1480.00	3330.50	4810.50
1981.	1522.50	0.00	0.00	1080.00	2602.50	2052.00	4654.50
1982.	0.00	0.00	0.00	1340.00	1340.00	3258.00	4598.00
1983.	775.00	0.00	0.00	1340.00	2115.00	1990.00	4105.00
1984.	375.00	0.00	0.00	1650.00	2025.00	2696.00	4721.00
1985.	750.00	0.00	0.00	1650.00	2400.00	890.00	3290.00
1986.	750.00	0.00	0.00	850.00	1600.00	330.00	1930.00
1987.	0.00	0.00	0.00	850.00	850.00	0.00	850.00
TOTAL	29914.08	2292.02	605.93	15486.00	48698.03	57481.10	101179.13

**Table A6 Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station,
Major 1977 Additions and Projected 1978-1988**

**Tableau A6 Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale,
principales additions en 1977 et projetée, pour 1978-1988**

Province/Station	Type	Additions in 1977 (MW)	Proposed Additions (MW)	Proposed Plant Capacity (MW)	Province/Centrale
	Type	Additions en 1977 (MW)	Additions Prévues (MW)	Puissance Proposée de L'installation (MW)	
Newfoundland					Terre-Neuve
Baie D'Espoir	H	154.00	---	613.	Baie D'Espoir
Hardwoods	GT	53.84	---	53.84	Hardwoods
Hind's Lake	H	--	75(1980)	75.00	Hind's Lake
Holyrood	S (O)	--	150(1979)	450.00	Holyrood
Grand Falls	H	4 x 4.00	---	42.50	Grand Falls
Port aux Basques	GT	--	25(1980)	25.00	Port aux Basques
Prince Edward Island	--	--	---	--	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia					Nouvelle-Écosse
Lingan	S (C)	--	150(1979) 150(1980)	300	Lingan
Wreck Cove	H	--	2 x 100(1978)	200	Wreck Cove
New Brunswick					Nouveau-Brunswick
Coleson Cove	S (O)	335.00	---	1,005.00	Coleson Cove
Dalhousie	S (C)	--	200(1979)	300.00	Dalhousie
Mactaquac	H	--	2 x 110(1979)	637.80	Mactaquac
Point Lepreau	N	--	630(1980)	630.00	Pointe Lepreau
Quebec					Québec
Cadillac	GT	2 x 53.30	---	160.00	Cadillac
Gentilly 2	N	--	630(1979)	630.00	Gentilly
Iles-De-La-Madeleine	IC	6.00	3 x 6(1978)	24.00	Îles-de-la-Madeleine
La Citrière	GT	--	4 x 60(1979)	240.00	La Citrière
La Grande -- LG-1	H	--	2 x 98(1983) 6 x 98(1984)	-- LG-1	La Grande -- LG-1
-- LG-2	H	--	2 x 98(1985)	980.00	-- LG-2
-- LG-3	H	--	6 x 333(1980) 6 x 333(1981)	-- LG-3	-- LG-3
-- LG-4	H	--	4 x 333(1982)	5,328.00	-- LG-4
Outardes 2	H	--	3 x 192(1982) 7 x 192(1983)	1,920.00	Outardes 2
		--	7 x 254(1984) 254(1985)	2,032.00	
		--	3 x 151.3(1978)	454.00	

**Table A6 Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station,
Major 1977 Additions and Projected 1978-1988**

**Tableau A6 Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale,
principales additions en 1977 et projetée, pour 1978-1988**

Province/Station	Type	Additions in 1977 (MW)	Proposed Additions (MW)	Proposed Plant Capacity (MW)	Province/Centrale
Ontario					
Atikokan	S (C)	--	2 x 200(1983)	400	Atikokan
Arnprior	H	37.05	---		Arnprior
Bruce (A)	N	2 x 800	800(1979)	3,200	Bruce (A)
Bruce (B)	N		800(1982) 800(1983)	3,200	Bruce (B)
			800(1984) 800(1985)		
Bruce HWP	GT	11.0		33	Bruce (Usine d'eau lourde)
Darlington	N	--	850(1984) 850(1985)		Darlington
			850(1986) 850(1987)	3,400	
Nanticoke	S (C)	--	2 x 500(1978)	4,000	Nanticoke
Pickering B	N	--	2 x 540(1981) 540(1982)		Pickering B
			540(1983)	2,160	
St. Mary's	H	--	3 x 18(1981)	54	St. Mary's
Thunder Bay	S (C)	--	2 x 150(1980)	400	Thunder Bay
Wesleyville	S (O)	--	2 x 573.75(1981)	1147.5	Wesleyville
Manitoba					
Jenpeg	H	28.00	3 x 28(1978) 2 x 23(1979)	168	Jenpeg
Limestone	H	--	3 x 110(1984) 4 x 110(1985)		Limestone
			3 x 110(1986)	1,100	
Long Spruce	H	2 x 98.00	4 x 98(1978) 4 x 98(1979)	980	Long Spruce
Saskatchewan					
Boundary Dam	S (C)	292.50		874.50	Boundary Dam
Poplar River	S (C)	--	300(1979)	300	Poplar River
Alberta					
Battle River	S (C)	--	375(1981)	737	Battle River
Clover Bar	S (G)	171	171(1978)	684	Clover Bar
Genesee	S (C)	--	375(1985) 375(1986)	750	Genesee
Keephills	S (C)	--	375(1983) 375(1984)	750	Keephills
Sheerness	S (C)	--	375(1985) 375(1986)	750	Sheerness
Sundance	S (C)	375	375(1978) 375(1980)	2,100	Sundance
Syncrude	S (O)	--	1 x 60(1978) 3 x 50 (1978)		Syncrude
	GT	--	2 x 25(1978)	260.00	
Medicine Hat	GT	--	33.(1978) 33.(1979)	141.00	Medicine Hat

Table A6 (continued)

Tableau A6 (suite)

Province/Station	Type	Additions in 1977 (MW)	Proposed Additions (MW)	Proposed Plant Capacity (MW)	Province/Centrale
	Type	Additions en 1977 (MW)	Additions Prévues (MW)	Puissance Proposée de L'installation (MW)	
British Columbia					
Gordon M Shrum	H	--	300(1980)	2,416.0	Colombie-Britannique
Keogh	GT	--	53.90(1978)	94.40	Gordon M Shrum Keogh
Mica Dam	H	434.00	434(1978)	1,736.00	Barrage Mica
Revelstoke	H	--	3 x 450(1982) 450(1983)	1,800.00	Revelstoke
Seven Mile	H	--	3 x 202.5(1980)	607.50	Seven Mile
Site 1 (Peace)	H	--	2 x 175(1979) 2 x 175(1980)	700.00	Site n° 1 (Peace)
Northwest Territories					
Pine Point	IC	2.50	3 x 2.50(1978)	10.00	Territoires du Nord-Ouest
Various Communities	IC	2.50	--	--	Pine Point Différentes collectivités
Yukon Territory	--	--	--	--	Yukon

LEGEND	LÉGENDE	TYPE
Hydro	Hydro-électrique	H
Steam	Vapeur	S
Nuclear	Nucléaire	N
Internal Combustion	Combustion interne	IC
Gas Turbine	Turbine à gaz	GT
Oil-Fired	Au mazout	(O)
Coal-Fired	Au charbon	(C)

LIST OF TABLES

	Page
1. Installed and Proposed Generating Capacity	2
2. Electricity Consumption by Sector	6
3. Fossil Fuel Use by Utilities, 1976	29
4. Percentage Production by Utilities and Industrial Establishments, 1960-1976	36
5. Capital Investment by Electric Utilities	39
6. Historical Electric Utility Capital Investment	40
7. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service	40
8. Capital Expenditures by Region, 1961-1977	41
9. Electric Utility Financial Structure	42
10. Average Interest on Public Utility New Long Term Debt	44
11. Average Revenue from Electricity Sales, by Province, 1964-1976	46
12. Residential Electricity Costs for Selected Canadian Cities, as of July 1977	48
A1 Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1977	58
A2 Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures 1977	60
A3 Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type as at December 31, 1977	61
A4 Electric Power Exports 1975, 1976 and Preliminary Figures for 1977	62
A5 Production Capacity by Type	64
A6 Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station, Major 1977 Additions and Projected 1978-1988	67

LISTE DES TABLEAUX

1. Capacité de production installée et projetée	
2. Consommation d'énergie électrique par secteur	
3. Consommation de combustibles fossiles par service en 1976	
4. Pourcentage de production par service d'électricité et établissement industriel, de 1960 à 1976	
5. Investissement par les services d'électricité	
6. Dépenses d'investissement antérieures des services d'électricité	
7. Coût original des immobilisations en opération des services d'électricité	
8. Dépenses d'investissement par région, de 1961 à 1977	
9. Structure financière des services d'électricité	
10. Intérêt moyen sur les dettes à long terme des services publics	
11. Revenu moyen des ventes d'électricité par province, de 1964 à 1976	
12. Coût de l'électricité dans le secteur résidentiel pour certaines villes canadiennes en juillet 1977	
A1 Capacité de production installée et consommation d'énergie électrique au Canada, de 1920 à 1977	
A2 Production d'énergie électrique par principal type de combustible, données préliminaires pour 1977	
A3 Capacité thermique classique par principal type de combustible, au 31 décembre 1977	
A4 Exportations d'énergie électrique en 1975-1976, et données préliminaires pour 1977	
A5 Capacité de production par type	
A6 Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale, principales additions en 1977 et projetée pour 1978 à 1988	

LIST OF FIGURES

LISTE DES FIGURES

	Page	
Historical Installed Capacity, 1915-1977.	2	1. Historique de la capacité installée 1915 à 1977.
Installed Capacity and Electrical Energy Production by Fuel Type by Province, 1977.	4	2. Capacité installée et production d'énergie électrique par type de combustible, en 1977.
Regional Capacity and Production Relative to Canadian Total.	5	3. Capacité et production régionales par rapport au total canadien.
Canadian Electric Power Supply by Principal Fuel Type, 1976.	5	4. Approvisionnement canadien d'énergie électrique par principal type de combustible, en 1976.
Electricity Consumption and Real GNP.	6	5. Consommation d'électricité et PNB réel.
Electrical Energy, Net Transfers and Exports, 1977.	35	6. Énergie électrique, transferts et exportations nets, en 1977.
Price Index Trends in Electric Utility Construction, 1966-1971.	45	7. Tendances de l'indice des prix dans la construction de services d'électricité, de 1966 à 1977.
Unit Cost of Fuel for Electricity Production, 1960-76.	45	8. Coût unitaire du combustible utilisé pour la production d'électricité, de 1960 à 1976.
Electricity Price Index and CPI.	46	9. Indice des prix de l'électricité et indice des prix à la consommation.

The map inside the back cover shows main transmission systems and electric power generating stations in Canada.

A series of maps showing similar information in greater detail is available for the following regions:

1. British Columbia, Yukon Territory and Northwest Territories
2. Alberta, Saskatchewan and Manitoba
3. Ontario
4. Quebec
5. New Brunswick, Nova Scotia, Prince Edward Island and Newfoundland

These maps are available from:

Senior Adviser
Electrical Energy Section
Energy Policy Sector
Department of Energy, Mines and Resources
Sir William Logan Building
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
Canada

La carte en pochette montre les principaux réseaux de transport d'énergie électrique et les principales centrales au Canada.

Une série de cartes plus détaillées est disponible pour les régions suivantes:

1. Colombie-Britannique, Territoire du Yukon et Territoires du Nord-Ouest (anglais)
2. Alberta, Saskatchewan et Manitoba (anglais)
3. Ontario (anglais)
4. Québec (français et anglais)
5. Nouveau-Brunswick, Nouvelle-Écosse, Île-du-Prince-Édouard et Terre-Neuve (anglais)

Ces cartes peuvent être obtenues du:

Conseiller principal
Section de l'énergie électrique
Secteur de la politique de l'énergie
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Édifice Sir William Logan
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
Canada

Questionnaire Number

--	--	--	--	--	--

Please circle the number by your answer in the "code" column where appropriate.

Q.1 TYPE OF INSTITUTION		CODE
Government Office: -Federal		1
- Provincial		2
Electric Utility		3
Electric Manufacturer		4
Business(Please Specify)		5
_____		6
Research Institution		7
Library		8
Other (Please Specify)		

Q.2 LOCATION:	Canada	1
	Other Country	
(Please Specify) _____		2
Q.3 How often do you refer to this publication?		
	Never	1
	A few times a year	2
	Once a month	3
	2-3 times a month	4
	Once a week	5
	More often than once a week	6
Q.4 What do you dislike about this publication, if anything?		

Q.5 What do you like about this publication, if anything?		

Q.6 Which section of Electric Power in Canada do you refer to most often?		

Q.7 On a scale of 1 to 10 where 1 = useless and 10 = extremely useful, you would give this publication a rating of _____ (Please fill in number).		
Q.8 What other information would you like to see included, if any?		

Q.9 What information do you think should be left out, if any?		

Please note change of address, if any:

From: _____ To: _____

Do you wish to receive further issues of Electric Power in Canada? YES ☐ NO ☐

PLEASE RETURN BOTH PARTS OF THIS QUESTIONNAIRE TO ADDRESS ON THE BACK.

OTHER COMMENTS:



Energy, Mines and
Resources Canada

Énergie, Mines et
Ressources Canada

Affix
sufficient
postage

electric
power
in canada • 1977

Ms. N. Murray, Electrical Statistics Analyst
Department of Energy, Mines and Resources
Electrical Section
Energy Policy Sector
580 Booth Street
OTTAWA, Ontario
K1A 0E4
CANADA

QUESTIONNAIRE SUR "L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA"

Numéro du questionnaire

--	--	--	--	--	--

Réserve au bureau

Veuillez encercler le numéro correspondant à votre réponse
dans la colonne "CODE", s'il y a lieu.

Q.1 TYPE D'INSTITUTION		CODE	
Service gouvernemental:	- fédéral	1	
	- provincial	2	
	Service public d'électricité	3	
Fabricant de matériel électrique		4	
	Commerce (précisez s.v.p.) _____	5	
	Établissement de recherche	6	
	Bibliothèque	7	
	Autre (Précisez s.v.p.) _____	8	
Q.2 LIEU	Canada Autre pays (Précisez, s.v.p.) _____	1 2	
Q.3 Avec quelle fréquence vous servez-vous de cette publication?	Jamais Quelques fois par année Une fois par mois 2 à 3 fois par mois Une fois par semaine Plus d'une fois par semaine	1 2 3 4 5 6	
Q.4 Le cas échéant, qu'est-ce qui vous déplaît dans cette publication? _____ _____ _____ _____			
Q.5 Le cas échéant, qu'aimez-vous dans cette publication? _____ _____ _____ _____			
			Q.6 De quelle partie de "L'Énergie électrique au Canada" vous servez-vous le plus? _____ _____ _____ _____
			Q.7 À l'aide d'une échelle de 1 à 10, où 1= inutile et 10 = extrêmement utile, vous donneriez à cette publication la cote _____. (Veuillez donner un numéro).
			Q.8 Quels autres renseignements aimeriez-vous voir inclus, s'il y a lieu? _____ _____ _____ _____ _____
			Q.9 Selon vous, quels renseignements faudrait-il omettre, s'il y a lieu? _____ _____ _____ _____ _____

Si vous désirez ajouter d'autres observations, vous pouvez le faire au verso.

Veuillez indiquer tout changement d'adresse, s'il y a lieu:

Ancienne adresse: _____ Adresse actuelle: _____

Désirez-vous recevoir d'autres numéros de "L'Énergie électrique au Canada"?

OUI ☐ NON ☐

VEUILLEZ RETOURNER LES DEUX PARTIES DE CE QUESTIONNAIRE
À L'ADRESSE INDIQUÉE AU VERSO.

AUTRES OBSERVATIONS:



Énergie, Mines et
Ressources Canada

Energy, Mines and
Resources Canada

| - - - - - |
| affranchir |
| suffisamment |
| - - - - - |

l'énergie
électrique
au canada 1977

Mme. N. Murray, Analyste de statistiques
de l'énergie électrique
Ministère de L'Énergie, Mines et Ressources
Section de l'énergie électrique
Secteur de la politique de l'énergie
580 rue Booth
OTTAWA, Ontario
K1A 0E4
CANADA

LEGEND

TRANSMISSION LINES		Under Construction
Existing	66 KV - 138 KV	---
---	250 KV - 295 KV	---
---	300 KV - 350 KV	---
---	400 KV and over	---
GENERATING STATIONS		
●	Hydro-electric	○
▲	Thermal-electric	△
▲	Nuclear generating stations	△

NOTE: Only Stations with Total installed Generating Capacities of not less than 1,500 KW are shown

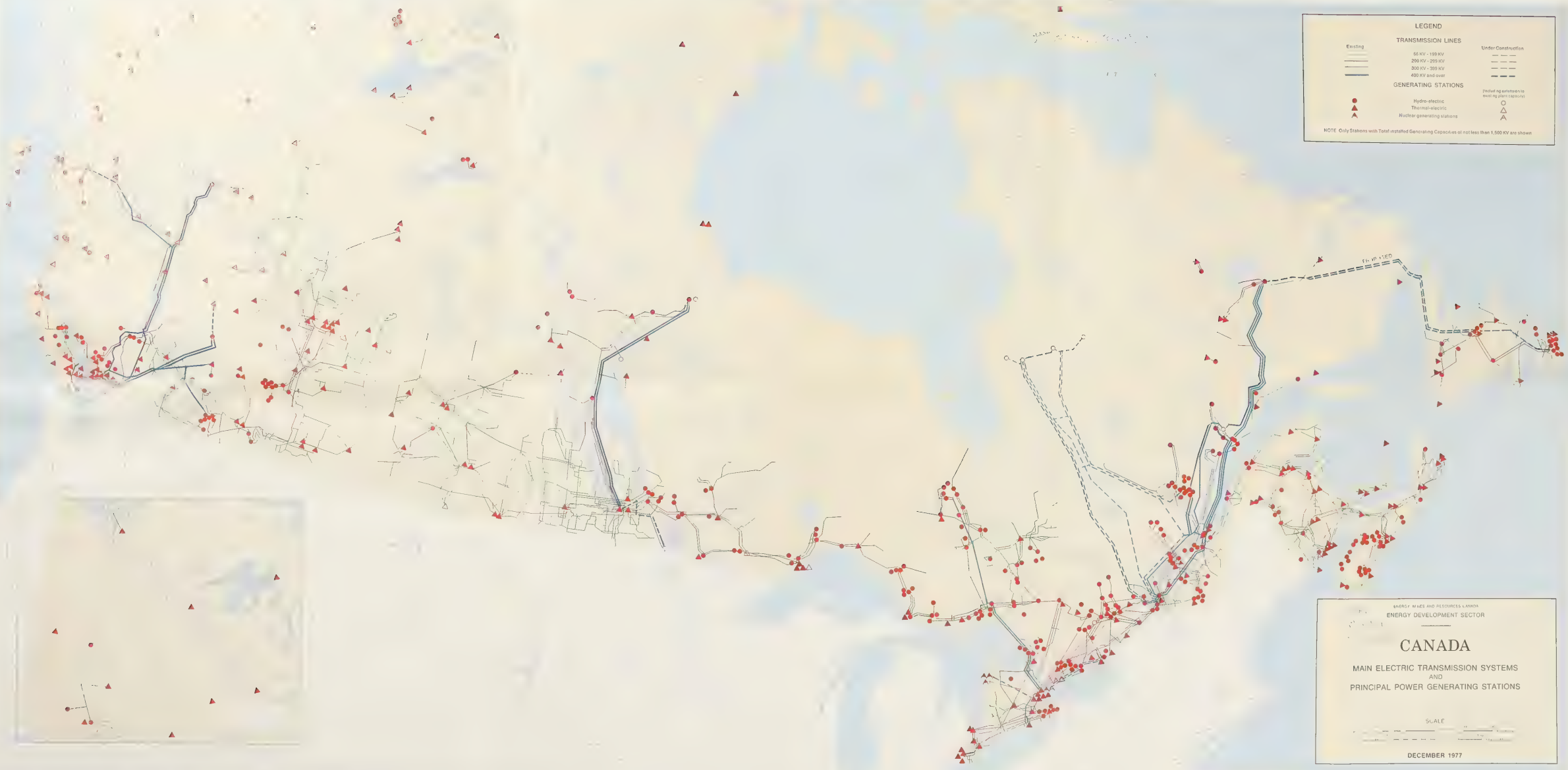
ENERGY, MINES AND RESOURCES CANADA
ENERGY DEVELOPMENT SECTOR

CANADA

MAIN ELECTRIC TRANSMISSION SYSTEMS
AND
PRINCIPAL POWER GENERATING STATIONS

SCALE

DECEMBER 1977



LÉGENDE

LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE

Existantes	66 kV - 139 kV	En voie de construction
200 kV - 299 kV		
300 kV - 399 kV		
400 kV ou plus		

CENTRALES

●	Hydro-électrique	○	En cours d'expansion de capacité à la centrale actuelle
▲	Thermo-électrique	△	
▲	Centrales Nucléaire	△	

NOTA: Seules les centrales dont la puissance globale installée est de 1,500 kW au minimum sont indiquées.



ÉNERGIE, MINES ET RESSOURCES CANADA
SECTEUR DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE

CANADA

PRINCIPAUX RÉSEAU DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
ET PRINCIPALES CENTRALES

ÉCHELLE

DÉCEMBRE 1977



CAI
MT51
-S22

electric power

in canada • 1978



l'énergie électrique

au canada 1978

Cover:

Couverture:

The aerial photo above depicts the construction progress at the 200 MW addition to New Brunswick Power's Dalhousie Generating Station (coal-fired) on the Bay of Chaleur.

Centrale thermique au charbon de Dalhousie de la New Brunswick Power Commission dans la baie des Chaleurs. Vue aérienne des travaux d'addition de 200 MW.

Photographs provided through the courtesy of:

Photos gracieusement de:

Alberta Power
Calgary Power
Edmonton Power
Hydro-Québec
Manitoba Hydro
New Brunswick Electric Power Commission
Newfoundland and Labrador Hydro
Newfoundland Light and Power Company
Saskatchewan Power

ELECTRIC POWER IN CANADA

L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA

Electrical Section
Energy Policy Sector
DEPARTMENT OF ENERGY, MINES AND RESOURCES

Section de l'énergie électrique
Secteur de la politique énergétique
MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES ET DES RESSOURCES

Published under the authority of
Honourable R.J. Hnatyshyn
Minister of Energy, Mines
and Resources
Government of Canada

Publié en vertu de l'autorisation de
l'honorable R.J. Hnatyshyn
Ministre de l'énergie, des mines,
et des ressources
Gouvernement du Canada

Minister of Supply and Services
Canada 1979

Ministre des Approvisionnements et Services
Canada 1979

Cat. No. M24-5/1979

N° de cat. M24-5/1979

ISBN 0-662-50303-1

ISBN 0-662-50303-1

◀ *An interior view of Hydro Quebec's LG-2 station (part of the James Bay Development) is shown in the photograph. The first unit is expected to be in service for November 1979. When fully completed this station will be the largest in North America (5 300 MW).*

◀ *Vue intérieure de la centrale LG-2 de l'Hydro-Québec (partie de l'aménagement de la baie James). La mise en service du premier groupe devrait avoir lieu en novembre 1979. Une fois terminée, cette centrale sera la plus grande de l'Amérique du Nord (5 300 MW).*

Contents

Table des matières

	<u>PAGE</u>	
DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS	iv	DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS
DEVELOPMENTS IN 1978	1	PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1978
Highlights	1	Revue
Capacity and Production	5	Capacité et production
Consumption Trends	10	Tendances de la consommation
FUEL USE	12	UTILISATION DU COMBUSTIBLE
DEMAND FORECASTING AND ELECTRICITY SUBSTITUTION	15	PRÉVISION DE LA DEMANDE ET SUBSTITUTION DE L'ÉLECTRICITÉ
EXPORTS AND IMPORTS	20	EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS
INDUSTRY STRUCTURE	24	STRUCTURE DE L'INDUSTRIE
REGULATION	27	RÉGLEMENTATION
CAPITAL INVESTMENT	31	DÉPENSES D'INVESTISSEMENT
FINANCING	36	FINANCEMENT
COSTING AND PRICING	38	ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX
ALTERNATIVE ENERGY SOURCES	49	AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE
RESEARCH AND DEVELOPMENT	54	RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT
ANNEX	59	APPENDICE
SELECTED BIBLIOGRAPHY	70	BIBLIOGRAPHIE DE PUBLICATIONS CHOISIES

TABLESPAGETABL

1. Installed and Proposed Generating Capacity, 1978	6	1. Capacité de production installée et projetée, 1978.
2. Electricity Consumption by Sector	11	2. Consommation d'énergie électrique par région et secteur
3. Fossil Fuel Use , 1977	13	3. Consommation de combustibles fossils par service, 1977
4. Percentage Production by Utilities and Industrial Establishments, 1970-1978	26	4. Pourcentage de production des services publics et établissements industriels 1970-1978
5. Capital Investment by Electric Utilities	31	5. Dépenses d'investissement des services d'électricité
6. Estimated Capital Costs of Generation Projects	32	6. Dépenses de fonds estimatives des projets de production
7. Electric Utility Capital Investment 1961-1978	33	7. Dépenses d'investissement des services d'électricité, 1961-1978
8. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service, 1965-1977	33	8. Coût original des immobilisations en opération, 1965-1977
9. Electric Utility Investment by Province, 1978	35	9. Investissement approximatif par province, des services d'électricité 1978
10. Electric Utility Financial Structure, 1965-1977	37	10. Structure financière des services d'électricité, 1965-1977
11. Average Interest on Public Utility New Long Term Debt, 1961-1978	37	11. Intérêt semi-annuel moyen sur les nouvelles dettes à long terme, 1961
12. Average Revenue from Electricity Sales by Province	41	12. Revenu moyen des ventes d'électricité par province
13. Monthly Electricity Costs for Selected Canadian Cities, August 1978	41	13. Coût de l'électricité dans le secteur résidentiel pour certaines villes canadiennes en août 1978
A1 Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1978	60	A1 Capacité de production installée et consommation d'énergie électrique au Canada, de 1920-1978
A2 Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures 1978	61	A2 Production d'énergie électrique par principal type de combustible, données préliminaires, 1978
A3 Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type as at December 31, 1978	62	A3 Capacité thermique classique par principal type de combustible, au 31 décembre 1978
A4 Electric Power Exports 1976, 1977 and Preliminary Figures for 1978	63	A4 Exportations d'énergie électrique en 1976-1977, et données préliminaires pour 1978

BLESPAGETABEAU

Production Capacity by Type,
1977-1990

65

A5 Capacité de production par type,
1977-1990

Installed Generating Capacity
Expansion in Canada by Station,
Major 1977 Additions and Projected
1978-1990

68

A6 Expansion de la capacité de production
installée au Canada par centrale,
principales additions en 1977 et
projetée pour 1978 - 1990

FIGURESFIGURES

Historical Installed Capacity,
1915-1978

6

1. Historique de la capacité installée,
1915-1978.

Installed Capacity and Electrical
Energy Production by Fuel Type by
Province, 1978

8

2. Capacité installée et production
d'énergie électrique par type de
combustibles, 1978

Regional Capacity and Production
Relative to Canadian Total, 1977

9

3. Capacité et production par région,
1978

Capacity and Production by
Principal Fuel Type, 1978

9

4. Capacité et production par type de
combustibles, 1978

Electricity Consumption Relative
to Real GNP

11

5. Consommation d'électricité par rapport
au PNB réel.

Electrical Energy Forecasts

17

6. Prévisions relatives à l'énergie
électrique

Peak Power and Load Forecasts,
1974-1977

17

7. Prévisions relatives aux charges de
pointe

Electrical Energy, Net Transfers
and Exports, 1978

23

8. Transferts et exportations nets
d'énergie électrique

Price Index Trends in Electric
Utility Construction, 1966-1977

39

9. Tendances de l'indice de prix dans la
construction de services
d'électricité, 1966-1978

Unit Cost of Fuel for Electricity
Production, 1960-1977

39

10. Coût unitaire du combustible utilisé
pour production d'électricité,
1960-1976

Electricity and Energy Price
Indices and CPI, 1949-1978

42

11. Indice des prix de l'électricité et
indice des prix à la consommation.

DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS

Capacity: The rated ability of facilities to produce or deliver power at a given point in time, for example, installed generating capacity means the maximum amount of power that can be generated at a given point in time.

Power: The time rate at which electrical energy is made available, typically measured in kW.

Production: Generation of electrical energy, typically measured in kWh.

Consumption: Use of electrical energy, typically measured in kWh.

Power:

kW	-	kilowatts	
MW	-	megawatts	= 1 000 kW
GW	-	gigawatts	= 1 000 000 kW
TW	-	terawatts	= 1 000 000 000 kW

Energy:

kWh	-	kilowatt-hours	
MWh	-	megawatt-hours	= 1 000 kWh
GWh	-	gigawatt-hours	= 1 000 000 kWh
TWh	-	terawatt-hours	= 1 000 000 000 kWh

Voltage: kV - kilovolt

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Capacité: Quantité théorique d'énergie que des installations peuvent produire ou livrer à un moment déterminé.

Par exemple, la capacité de production installée d'une entreprise désigne la quantité d'énergie que cette entreprise peut produire à un moment déterminé.

Puissance: Énergie électrique fournie par unité de temps et ordinairement mesurée en kilowatts-heures.

Production: Énergie électrique produite et ordinairement mesurée en kilowatts-heures.

Consommation: Énergie électrique utilisée et ordinairement mesurée en kilowatts-heures.

Puissance:

kW	-	kilowatts	= 1 000 W
MW	-	mégawatts	= 1 000 kW
GW	-	gigawatts	= 1 000 000 kW
TW	-	téravatts	= 1 000 000 000 kW

Énergie:

kWh	-	kilowatts-heures	= 1 000 Wh
MWh	-	mégawatts-heures	= 1 000 kWh
GWh	-	gigawatts-heures	= 1 000 000 kWh
TWh	-	téravatts-heures	= 1 000 000 000 kWh

Tension: kV - kilovolt

DEVELOPMENTS IN 1978

Highlights

The Lower Churchill Development Corporation was established during the year to develop the hydro-electric potential of the Lower Churchill Basin in Labrador. Ownership of the Corporation is held by Newfoundland (51%) and Canada (49%). The first objective of the Corporation is to finalize the investigation of the hydro electric potential of the Lower Churchill River, which involves: an evaluation of both the Gull Island and Muskrat Falls sites; a study of required transmission facilities; an examination of marketing prospects; an analysis of financing methods; and an assessment of the environmental impact of such a project. The initial emphasis will be placed on the Gull Island site, (1 700 MW) some 140 kilometres downstream of the Churchill Falls site. This initial phase of the Corporation's activities is expected to be completed by mid 1980.

Officials of the federal government and the major utilities in the Atlantic provinces continued negotiations during the year with the aim of establishing the Maritime Energy Corporation (MEC). While this task has turned out to be somewhat more difficult and prolonged than was expected, it is now anticipated that the Corporation will be established during the first half of 1979. On February 16, 1979 the Federal and Provincial Governments signed a Memorandum of understanding which resolved most of the policy issues preventing the formation of the MEC. This document included an agreement to establish the MEC by May 1979.

The Corporation's mandate will include: construction, operation and ownership of additional major generation and transmission projects in the Maritimes; a dispatch centre for existing and additional generation facilities; system planning; and further studies of the feasibility of developing tidal power. The MEC is expected to result in significant improvements in the economic efficiency of supplying electricity in the Maritimes.

In an interim report dealing with the issue of future nuclear power development in

PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1978

Revue

La Lower Churchill Development Corporation a été constituée au cours de l'année afin de mettre en valeur le potentiel hydro-électrique du bassin inférieur du fleuve Churchill au Labrador. La société appartient à la province de Terre-Neuve et au gouvernement fédéral dans une proportion respective de 51 et de 49 %. Pour réaliser son premier objectif, soit l'achèvement de l'étude du potentiel hydro-électrique du cours inférieur du fleuve Churchill, la société devra nécessairement entreprendre une évaluation des emplacements de Gull Island et de la chute du Rat-Musqué, des études sur les besoins d'installation de transport et les perspectives de commercialisation, une analyse des méthodes de financement et une évaluation des répercussions d'un tel projet sur l'environnement. La première étape du projet portera sur l'étude de l'emplacement de Gull Island (1 700 MW) situé à environ 140 km en aval de l'emplacement des chutes Churchill. La première phase des travaux de la société devrait être terminée vers le milieu de 1980.

Des fonctionnaires du gouvernement fédéral et des grands services publics des provinces de l'Atlantique ont poursuivi les négociations, plus ardues et plus longues que prévu cette année, afin de constituer la Société de l'énergie des Maritimes (SEM) dont la mise en oeuvre devrait avoir lieu au cours du premier semestre de 1979. Le 16 février 1979, les gouvernements provinciaux et fédéral signaient un Mémoire d'entente visant à résoudre la plupart des questions de politiques faisant obstacle à l'établissement de la SEM. Les documents en question comprenaient un accord prévoyant la constitution de la SEM vers mai 1979.

Selon les modalités de son mandat, la SEM devra s'occuper notamment de la construction, de l'exploitation et du droit de propriété des autres grands projets de production et de transport dans les Maritimes; d'un centre de répartition pour les installations de production actuelles et futures; de la planification du réseau et de l'exécution d'autres études de faisabilité

Ontario, the Royal Commission on Electric Power Planning stated that nuclear power is economical, safe and should provide a substantial portion of Ontario's future energy needs. It also recommended that unless a credible and broadly accepted radioactive waste management program is established by 1985, a moratorium on nuclear construction might then be justified. The Commission is to submit a final report on other aspects of electric power planning in Ontario by the fall of 1979.

The study begun in 1977 by the Interprovincial Advisory Council on Energy (IPACE), to look at opportunities of increased inter-connection of utilities, was completed during the year and the report entitled "An Evaluation of Strengthened Interprovincial Interconnections of Electric Power Systems" was published. The present transfer capability between provincial utility systems is estimated to total approximately 1 330 MW in addition to the dedicated transmission from Churchill Falls Labrador to Quebec. The provincial utilities are considering increasing the inter-connection capacity to 6 130 MW by the year year 2000. The study developed a conceptual plan to add about 7 520 MW of transfer capability between 1990 and 2000. Phased implementation of these inter-provincial interconnections are recommended provided that all parties desire to find a mutually satisfactory solution to a number of difficult issues and that they are willing to extend their cooperation to that end.

A major study of increased Canada - U.S. electricity trade was performed during the year. Participants in the study are the U.S. Department of Energy and major U.S. utilities located near the Canadian border, the Department of Energy Mines and Resources, Canadian utilities and provincial energy authorities in provinces bordering on the U.S.A. This study is expected to be completed during 1979.

The Syncrude oil-sands plant which came into production in northern Alberta during the year has, on the same site, a gas-fired steam plant of 210 MW capacity which supplies it with steam and electricity. This is one of the largest co-generation facilities in North America and provides an example of how energy resources can be utilized more efficiently. Research work continues on ways in which co-generation

dans le domaine de la mise en valeur de l'énergie marémotrice. L'arrivée sur la scène de la SEM devrait amener l'amélioration considérable de l'efficacité économique des services de distribution de l'électricité dans les Maritimes.

Dans un rapport provisoire sur la question de la mise en valeur future de l'énergie nucléaire en Ontario, la Royal Commission on Electric Power Planning affirme que l'énergie nucléaire, ressource énergétique économique et sûre, permettrait de répondre à une bonne partie des besoins futurs. Les auteurs du rapport recommandent également qu'à défaut de l'élaboration et de l'acceptation par l'ensemble de la population, avant 1985, d'un programme sûr de gestion des déchets nucléaires radioactifs, un moratoire sur la construction d'une centrale nucléaire pourrait alors être justifié. La Commission doit présenter vers l'automne de 1979 ses conclusions dans un rapport sur les autres aspects de la planification de l'énergie électrique.

L'étude commencée en 1977 par le Comité consultatif interprovincial sur l'énergie (C.C.I.E.) chargé d'étudier les possibilités d'augmenter les interconnexions entre les services publics d'électricité a pris fin au cours de l'année et les responsables du Comité ont publié le rapport intitulé "Évaluation du renforcement de interconnexions entre les réseaux électriques provinciaux". La capacité actuelle de transfert entre les réseaux de services publics provinciaux est évaluée à un total d'environ 1 330 MW en plus de la capacité convenue de transfert entre le Labrador (aux chutes Churchill) et le Québec. Les services publics étudient la possibilité de porter la capacité d'interconnexion à 6 130 MW vers l'an 2000. Le groupe d'étude a préparé un plan théorique dont la mise en pratique permettrait d'ajouter, entre 1990 et 2000, près de 7 520 MW à la capacité de transfert. Il recommande, en outre, l'exécution préalable de ces projets d'interconnexion entre les provinces du moment que toutes les parties en cause souhaitent trouver une solution commune à un certain nombre de questions épineuses, et qu'elles consentent à unir leurs efforts pour atteindre ce objectif.

Au cours de l'année, on a exécuté une importante étude des possibilités

facilities could be used in the other locations in Canada (described more fully in the Research and Development section).

The first stage of the second bipole of Manitoba Hydro's high-voltage direct current (HVDC) transmission line from the northern hydro plants to Winnipeg came into service during the year. The addition of this 900 MW stage of the ± 500 kV BIPOLE II line increases the HVDC transmission capacity from the northern part of the province to about 2 500 MW.

Details for each province (as presented in 1979 in the Spring Paper to the Canadian Electrical Association), can be obtained by writing to the following address:

Department of Energy, Mines and Resources
Electrical Section, 19th Floor
Energy Policy Sector
580 Booth Street
Ottawa, Ontario
K1A 0E4
CANADA

d'accroître les échanges d'électricité entre le Canada et les États-Unis. Y ont participé, le Department of Energy des États-Unis, les grands services publics américains situés près de la frontière du Canada, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, les services publics du Canada et les autorités, en matière d'énergie, des provinces limitrophes des États-Unis. L'étude devrait être terminée en 1979.

Au nord de l'Alberta, l'usine d'exploitation des sables bitumineux de la Syncrude, entrée en service au cours de l'année, possède à l'emplacement même qu'elle occupe, une centrale thermique alimentée au gaz d'une capacité de 210 MW dont la production sert à approvisionner l'usine en vapeur et électricité nécessaires. L'usine de la Syncrude, l'une des plus grandes installations de production mixte en Amérique du Nord, constitue un exemple de la façon la plus efficace d'utiliser les ressources énergétiques. Les travaux de recherches se poursuivent sur les moyens d'utiliser les installations de production mixte dans d'autres régions (décrites plus en détail dans la partie intitulée Recherche et développement).

La mise en service en 1978 de la première phase du deuxième bipôle de la ligne de transport en courant continu sous haute tension (C.C.H.T.) de la Manitoba Hydro va permettre de relier les centrales hydro-électriques du nord de l'Ontario à Winnipeg. L'addition de cette section de 900 MW du réseau BIPÔLE II de ± 500 kV portera ainsi la capacité de la ligne de transport (C.C.H.T.) à environ 2 500 MW dans la partie nord de la province.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur chaque province (comme l'information fournie dans le rapport présenté au printemps de 1979 à l'Association canadienne de l'électricité), veuillez écrire à l'adresse suivante:

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources
Section de l'énergie électrique, 19^e étage
Secteur de la politique de l'énergie
580, rue Booth
Ottawa
K1A 0E4
CANADA



Manitoba Hydro's Jenpeg Control Structure and Generating Station on the Nelson River, (below Lake Winnipeg) houses North America's first bulb-type turbo-generators.

Centrale et centre de commande de Jenpeg, exploités par la Manitoba Hydro sur le fleuve Nelson (en aval du lac Winnipeg), abritant les premiers turbo-générateurs de type bulbe de l'Amérique du Nord.

Capacity And Production

Capacité et production

Preliminary figures for net additions to generating capacities during 1978 totalled 4 040 MW and raised the total installed generating capacity by 5.7 % to 74 568 MW. The capacity additions consisted of 1 564 MW hydro, 1 676 MW conventional thermal, and 800 MW nuclear. Major additions were as follows:

D'après les données préliminaires, des additions nettes de 4 040 MW en 1978 ont porté la capacité de production installée totale à 74 568 MW, soit une augmentation de 5,7 %. Les additions de capacité se répartissent comme suit: 1 564 MW pour les centrales hydro-électriques, 1 676 MW pour les centrales thermiques classiques et 800 MW pour les centrales nucléaires. Voici la liste des principales additions:

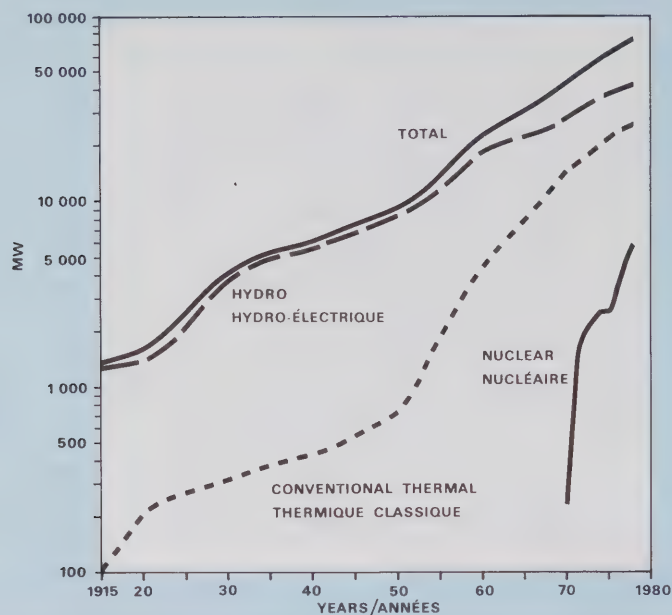
Province	Project Name*	Plant Type	Number of Units	Capacity
Province	Nom du projet*	Genre de centrale	Nombre de groupes	Capacité (MW)
Nova Scotia/ Nouvelle-Écosse	Wreck Cove	(H)	2	200
Québec	Outardes 2	(H)	3	454
Ontario	Bruce A	N	1	800
	Nanticoke	S(C)	2	1 300
	Sub-total/Total			1 800
Manitoba	Jenpeg	(H)	3	84
	Long Spruce	(H)	4	392
	Sub-Total/Total			476
Alberta	Sundance(1)	S(C)	1	375
	Syncrude(2)	S(G)	4	210
	Syncrude(2)	GT	2	50
	Medicine Hat(3)	GT	1	33
	Sub-Total/Total			668
British Columbia/ Colombie-Britannique	Mica Dam	(H)	1	434
NWT/T.N-O	Pine Point(4)	IC	3	7.5
TOTAL ADDITIONS IN 1978/TOTAL DES ADDITIONS EN 1978				4 039.5

Owned by the provincial utilities, except in Alberta and Northwest Territories.

* Les centrales appartiennent aux services publics provinciaux, sauf en Alberta et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Calgary Power Ltd.	(1)	Calgary Power Ltd.
Syncrude Ltd.	(2)	Syncrude Ltd.
City of Medicine Hat.	(3)	Ville de Medicine Hat.
Northern Canada Power Commission.	(4)	Commission d'énergie du Nord canadien.
Hydro	H	Hydro-électrique
Steam (Coal)	S(C)	Vapeur (Charbon)
Steam (Gas)	S(G)	Vapeur (Gaz)
Nuclear	N	Nucléaire
Internal Combustion	IC	Combustion interne
Gas Turbine	GT	Turbine à gaz

Figure 1 Historical Installed Capacity, 1915-1978



Shows comparative contributions to total by hydro, conventional thermal and nuclear production.

Apports comparatifs, productions hydro-électrique, thermique classique et nucléaire

Figure 1 Historique de la capacité installée, 1915-1978

Table 1 Installed and Proposed Generating Capacity, 1978 (MW)

Tableau 1 Capacité de production installée et projetée, 1978 (MW)

	Hydro	Nuclear	Conventional Thermal (1)	Total	% of Total	
	Hydro-électrique	Nucléaire	Thermique classique (1)	Total	% du total	
Newfoundland	6 376	-	595	6 971	9	Terre-Neuve
Prince Edward Island	-	-	119	119	—*	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	360	-	1 370	1 730	2	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	680	-	1 682	2 362	3	Nouveau-Brunswick
Québec	15 480	266	894	16 640	22	Québec
Ontario	7 084	5 600	13 027	25 711	35	Ontario
Manitoba	3 178	-	489	3 667	5	Manitoba
Saskatchewan	567	-	1 243	1 810	2	Saskatchewan
Alberta	718	-	4 460	5 179	7	Alberta
British Columbia	7 826	-	1 741	9 567	13	Colombie-Britannique
Yukon	58	-	43	101	—*	Yukon
Northwest Territories	47	-	118	164	—*	T.N.-O.
Plants Not Listed	-	-	-	-	-	Installations sans précision de la province
By Province	-	-	547	547	1	
Canada Total						Total au Canada au
At Dec. 31, 1978(2)	42 374	5 866	26 328	74 568	100	31 décembre, 1978(2)
Percent of Total						Pourcentage de la puissance
Capacity, End 1978	56	8	36	100	-	totale, fin 1978
Net Additions						Additions nettes au cours
During 1978(2)	1 564	800	1 676	4 040	-	de 1978(2)
Planned Additions						Additions projetées au cours
During 1979	2 350	-	1 056	3 406	-	de 1979
Planned Additions						Additions projetées,
1980-1989**	17 982	10 275	4 506	32 762	-	1980-1989**

Less than 0.5%
These figures do not necessarily include all additions for this period; totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.
Detailed information available in Statistics Canada Publication 57-206.

Details provided in Table A3. Conventional thermal includes steam, gas turbine, internal combustion.

Preliminary Data.

—*

**

Moins de 0,5 %

Ces chiffres ne comprennent pas nécessairement toutes les additions de la période; les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

Renseignements disponibles dans la publication n° 57-206, Statistique Canada.

Renseignements disponibles dans la publication n° 57-206, Statistique Canada.

Détails fournis au tableau A3. Le thermique classique inclut la vapeur, la turbine à gaz, la combustion interne.

Données préliminaires.

Installed capacity by province at December 31, 1978 and currently proposed capacity expansions are listed in Table 1. The actual capacity expansion will be greater than indicated here as some provinces have not yet finalized their plans. Historical installed capacity is shown graphically in Figure 1. See Table A1 for numeric detail of installed capacity, together with historical energy consumption.

(Table numbers preceded by the letter A are found in the Annex at the back of this publication.)

Total production in 1978 increased by 6% over that of 1977, to 335 654 GWh. Part of the increase is due to a 5.5% growth in Canadian consumption and the balance from increased exports to the U.S.

Installed capacity and production by principal fuel type by province in 1978 is illustrated in Figure 2, while Figure 3 shows regional installed capacity and production relative to the Canadian total. Figure 4 indicates installed capacity and production by principal fuel type for 1977, the most recent data available.

In the Annex, tables A2 to A6 provide detailed information on: electrical energy production; conventional thermal capacity by principal fuel type for 1977; imports and exports with the U.S., provincial demand for electricity; and proposed generating capacity expansions by type.

Changes in production varied across the country depending mainly on economic conditions in each region, water flow conditions and the quantity of net exports. The highest production increase was 40% in Manitoba (due to favourable water conditions) while Prince Edward Island, had a decrease of 46% (due to imports via the submarine cable from New Brunswick).

Total electricity production was derived from hydro, thermal, and nuclear generation in the proportions 69.7%, 21.5%, and 8.8%, respectively. Nuclear production increased by 18.4% over the previous year and provided nearly 29% of the total generation in Ontario.

Le tableau 1 indique la capacité de production installée par province au 31 décembre 1978 et les projets proposés d'expansion. La véritable expansion de la capacité surpassera les données du tableau puisque certaines provinces n'ont pas encore terminé la préparation de leurs plans. La figure 1 présente, sous forme de graphique, l'historique de la capacité installée. Voir le tableau A1 pour les données numériques sur la capacité installée et l'évolution de la consommation d'énergie.

(Les tableaux dont les numéros sont précédés de la lettre A se trouvent à l'Appendice).

En 1978, la production totale a atteint 335 654 GWh. L'augmentation de 6 % par rapport au total de 1977 provient en partie de la hausse de 5,5 % de la consommation canadienne et, pour le reste, de l'accroissement des exportations aux États-Unis.

La figure 2 illustre la capacité installée et la production par principal type de combustible, par province, tandis que la figure 3 montre respectivement la capacité installée et la production par région en regard de l'ensemble du Canada. La figure 4 illustre la capacité installée et la production par principal type de combustible pour 1977; il s'agit des plus récentes données recueillies.

A l'appendice, les tableaux A2 à A6 fournissent des renseignements précis sur la production d'énergie électrique; la capacité des centrales thermiques classiques par principal type de combustible pour 1977; les importations et exportations avec les États-Unis, la demande provinciale d'électricité et les projets d'expansion de la capacité de production par type.

Le niveau de production a fluctué partout au pays surtout en raison des conditions économiques de chaque région, du niveau des eaux et de la quantité des exportations nettes. Le Manitoba a enregistré la plus forte hausse de production, soit 40 % à cause des conditions favorables du niveau des eaux tandis que l'Île-du-Prince-Édouard a accusé une baisse de 46 % en raison de ses importations du Nouveau-Brunswick par le câble sous-marin.

Les centrales hydro-électriques, thermiques et nucléaires ont fourni respectivement 69,7 %, 21,5 % et 8,8 % de la production

**Figure 2 Installed Capacity and
Electrical Energy Production
by Principal Fuel Type,
1978**

**Figure 2 Capacité installée et
production d'énergie
électrique par type de
combustible (1978)**

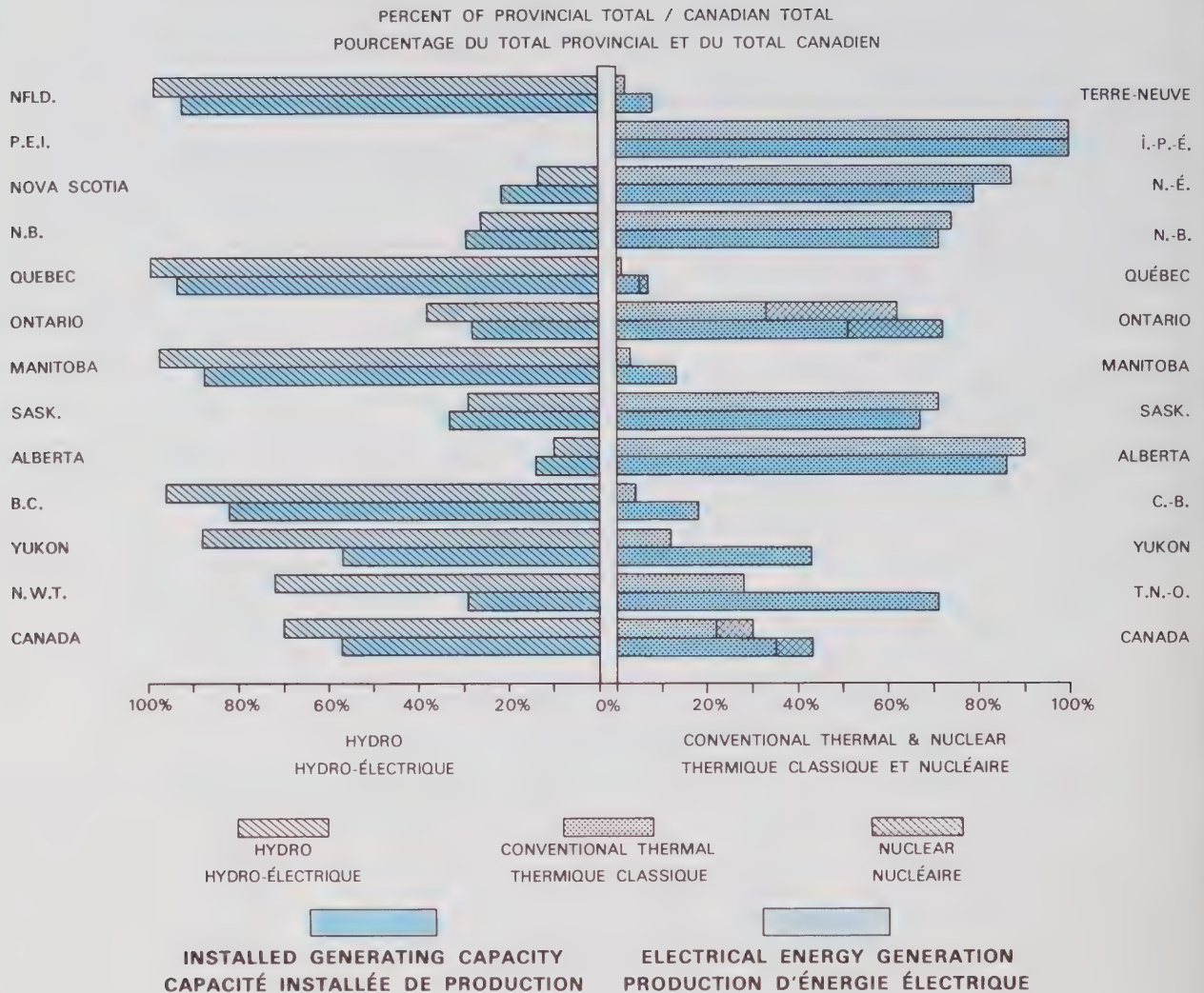


Figure 3 Regional Capacity and Production of Canadian Total, 1978*

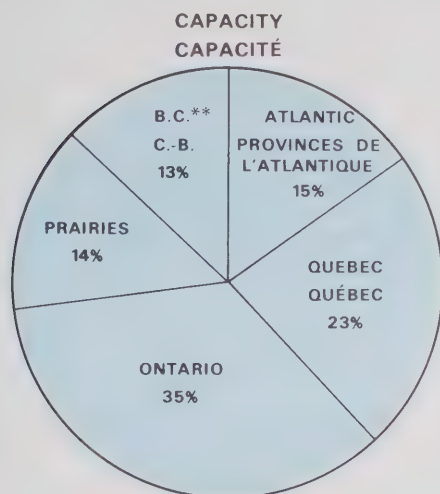
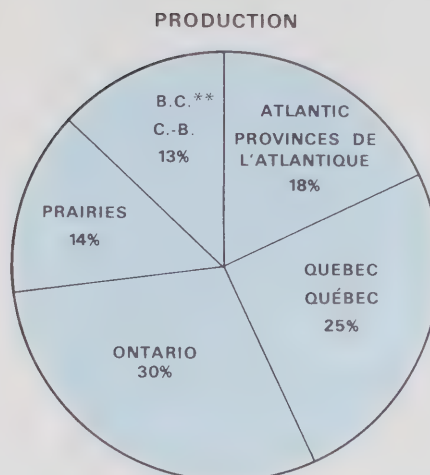


Figure 3 Capacité et production totale par région, (1978)*



* Preliminary Data
 ** British Columbia includes Yukon and Northwest Territories
 * Données préliminaires
 ** La Colombie-Britannique comprend le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

Figure 4 Capacity and Production by Principal Fuel Type, 1978*

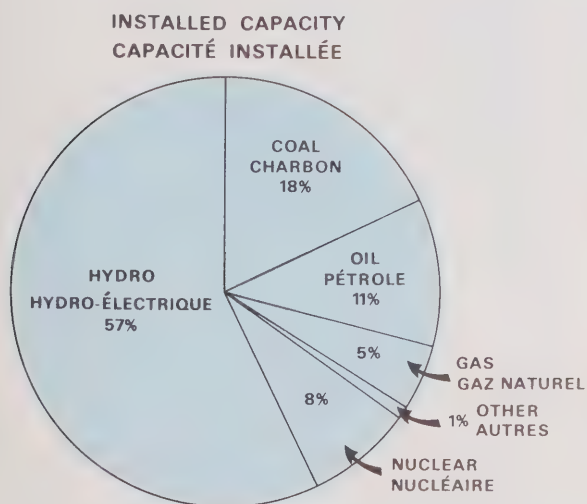
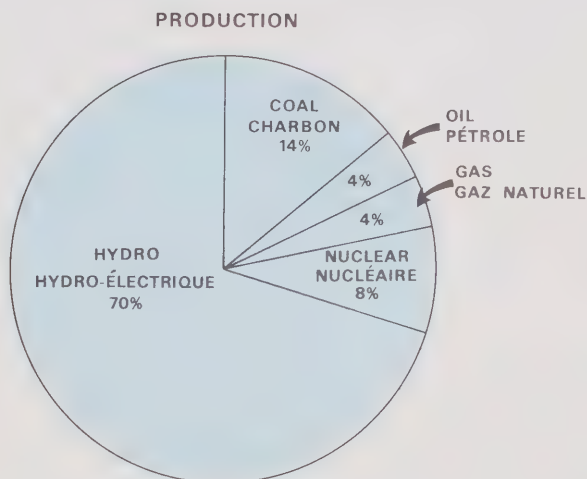
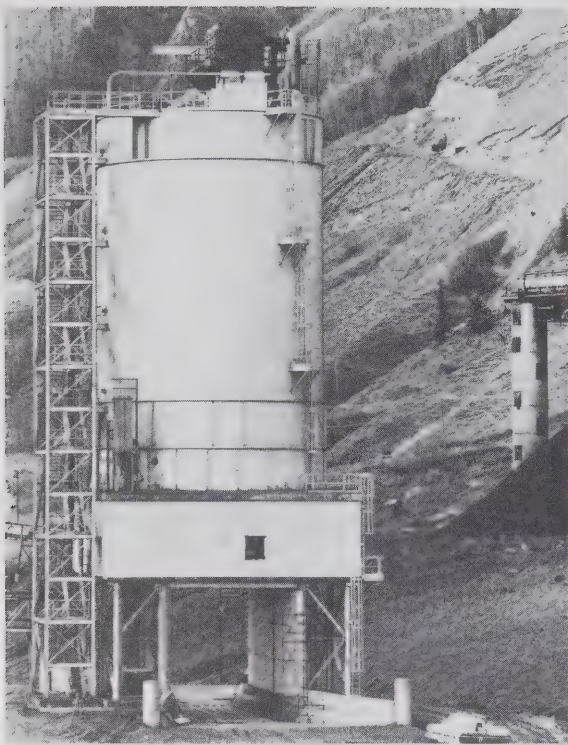


Figure 4 Capacité et production par type de combustible, (1978)*



* Preliminary data
 Données préliminaires.



At Alberta Power's H.R. Milner generating station a new dry-ash handling silo was built to comply with provincial environmental regulations. The generating station uses low quality, high ash coal (preparation plant rejects) and is the only one of its type in Canada.

Centrale de H.R. Milner de l'Alberta Power. Les propriétaires ont fait construire un nouveau silo de charbon à cendres sèches afin de se conformer aux règlements provinciaux sur l'environnement. La centrale, la seule du genre au Canada, utilise du charbon de faible qualité, à forte teneur en cendres (rebut de l'usine de préparation).

totale d'électricité. Les centrales nucléaires, dont la production a augmenté de 18,4 % comparativement à l'année précédente ont fourni près de 29% de la production totale de l'Ontario.

Tendances de la consommation

La consommation d'électricité a augmenté de 5,5% en 1978 pour ainsi passer à 316 TWh. Le taux d'augmentation a été légèrement supérieur au 5,4 % de 1977, mais considérablement inférieur au niveau annuel de croissance de 6,5 % enregistré entre 1960 et 1978. Le taux moyen de croissance annuelle de 4,7 % persiste depuis 1973 année au cours de laquelle la forte hausse du prix mondial du pétrole a sensiblement modifié la demande d'énergie. Le tableau présente des renseignements sur la consommation d'électricité par région en 1960, 1970 et 1975 pour différents secteurs du marché. La diminution de la part du secteur industriel démontre bien que les industries à forte consommation d'électricité comme celles de l'aluminium et des pâtes et papiers jouent un rôle moins important; la hausse plus rapide de la demande des secteurs commercial et résidentiel atteste, en particulier, de la popularité croissante du chauffage et de la climatisation des locaux à l'électricité et indique également un degré accru d'urbanisation.

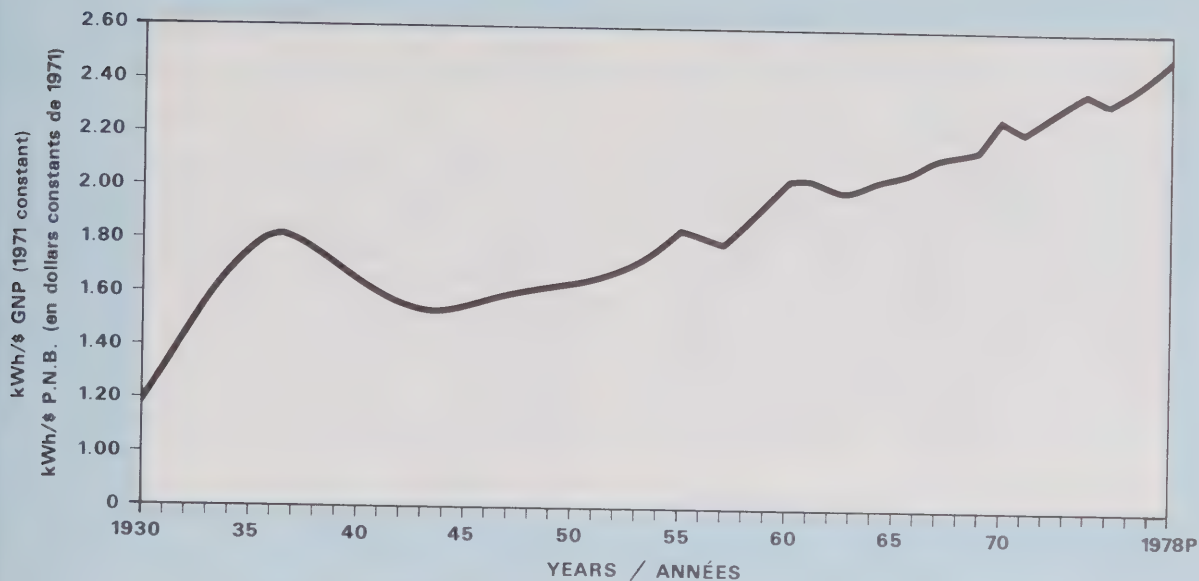
La croissance de la demande d'électricité aurait été plus forte si le secteur économique du pays avait donné son plein rendement. La figure 5 montre l'étroite relation entre la consommation d'électricité et le produit national brut réel (P.N.B.), indice calculé afin de mesurer les biens et les services produits. Le P.N.B. réel a augmenté d'environ 3,5 % mais aurait pu atteindre environ 5 % si le pays avait présenté une situation économique plus saine.

Consumption Trends

Electricity consumption increased by 5.5% in 1978 to 316 TWh. This rate of increase was up slightly from the 5.4% recorded in 1977, but considerably below the 1960-1978 growth rate of 6.5% per year. The average annual growth has been 4.7% since 1973 when the sharp increase in the world price of oil resulted in a marked change in energy demand. Table 2 contains information on electricity consumption by region in 1960, 1970 and 1975 by different market sectors. The decrease in the industrial sector portion reflects the declining prominence of electricity intensive industries such as aluminum smelting and pulp and paper. The more rapidly rising demand in the commercial and residential sectors reflects, partly, the recent rise in electric space heating and cooling and also indicates the increasing degree of urbanization in Canada.

The increase in electricity demand in 1978 was lower than it would have been if the country's economic performance had been operating at capacity. Figure 5 shows the very high correlation between electricity consumption and real gross national product (GNP), which is the measure of goods and services produced. Real GNP increased by about 3.5% in 1978 compared to about 5% if the economy had been operating at its full potential.

Figure 5 Electricity Consumption
Relative to Real GNP



P: Preliminary / Préliminaire

SOURCES: Statistics Canada Publications 13-531 and 11-505; Canadian Energy Prospects, (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957, P. 325.

Statistique Canada. Publications n°13-531 et 11-505, Canadian Energy Prospects, Royal Commission on Canada's Economic Prospects, John Davis, 1957, p. 325.

Table 2 Electricity Consumption By
Region And Sector

Tableau 2 Consommation d'énergie
électrique, par région et
secteur

REGION	YEAR	TOTAL ENERGY CONSUMPTION	% OF TOTAL CONSUMPTION	PERCENTAGE CONSUMPTION			
				DOMESTIC & FARM	COMMERCIAL	INDUSTRIAL	LOSSES & UNACCOUNTED
RÉGION	ANNÉE	CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE (GWh)	% DE LA CONSOMMATION TOTALE	SECTEUR RÉSIDENTIEL ET AGRICOLE	SECTEUR COMMERCIAL	SECTEUR INDUSTRIEL	PERTES ET INEXPLIQUÉE
Atlantic Provinces/ Provinces de l'Atlantique	1960	4 924	5	20	13	59	8
	1970	12 948	6	19	18	55	8
	1975	19 037	7	26	21	43	10
Quebec/ Québec	1960	44 002	40	11	7	74	8
	1970	69 730	35	18	20	54	8
	1975	89 932	34	22	19	48	11
Ontario	1960	37 157	34	25	15	48	12
	1970	69 488	34	25	25	41	9
	1975	89 198	34	26	31	34	9
Prairie Provinces/ Provinces des Prairies	1960	9 617	9	31	22	36	11
	1970	23 883	12	26	28	33	13
	1975	34 322	13	27	32	30	11
British Columbia*/ Colombie-Britannique	1960	13 602	12	16	9	69	6
	1970	25 761	13	18	14	60	8
	1975	32 689	12	22	18	51	9
CANADA	1960	109 302	100	19	12	60	9
	1970	203 337	100	21	22	48	8
	1975	265 955	100	24	25	41	10

Source: Statistics Canada Publication 57-202

* British Columbia includes Yukon and Northwest Territories.

Source: Publication n° 57-202, Statistique Canada.

* La Colombie-Britannique comprend le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

FUEL USE

Table 3 provides an overview of the type and quantity of fuel use by utilities by province in 1977. Ontario is by far the largest user of fuel, using 61% of the total versus 17% by Alberta, the next largest user. If only fossil fuels are considered, Ontario is the largest user of coal to generate electricity, accounting for about 55% of the total. Alberta is the next largest user, (about 27% of the total), followed by Saskatchewan (13%).

Ontario imports 90% of its coal from the United States and the remainder from Western Canada. In September 1978, the new \$70 million Thunder Bay coal terminal received its first official shipment from western Canada. The terminal provides the final link in a system that, by the early 1980s, will be receiving nearly 4 million tonnes of coal per year. The coal distribution system, (which includes the upgraded rail system, the coal terminal and the increased shipping facilities on the Great Lakes), makes western Canadian coal more marketable in Ontario and Quebec, which now import approximately 16 million tonnes of coal per year. The terminal's capacity can readily be expanded to 6 million tonnes and eventually to 12 million tonnes if conditions warrant. Alberta uses its own coal, in mine-mouth plants, as does Saskatchewan, while Manitoba imports coal from Alberta and Saskatchewan. Nova Scotia and New Brunswick use their own coal. About 50% of the electricity generated from coal in Canada is based on bituminous coal imported by Ontario from the United States. Sub-bituminous coal, (used in Saskatchewan and Alberta), accounts for approximately a further 30% of the electricity generated, Saskatchewan lignite for a further 15%, and the remainder is generated from Canadian bituminous coal, (mainly in Nova Scotia and New Brunswick).

New Brunswick was the single largest user of oil in 1977 accounting for about 36% of the electricity generated from this fuel. Some of this oil was used for electricity exports, (400 MW of the Coleson Cove plant are committed to exports to the U.S. until 1986). Nova Scotia accounted for a further

UTILISATION DU COMBUSTIBLE

Le tableau 3 donne un aperçu général des types et quantités de combustibles utilisés en 1977 par les services d'électricité, par province. L'Ontario est le plus grand consommateur de combustibles avec 61 % de la consommation totale du Canada, par rapport à 17 % pour l'Alberta, deuxième au classement national. Dans le cas des combustibles fossiles, un taux d'environ 55 % de la consommation totale fait de l'Ontario le plus grand utilisateur de charbon à des fins de production d'électricité, suivi de l'Alberta (environ 27 % du total) et de la Saskatchewan (13 %).

L'Ontario importe 90 % de son charbon des États-Unis et le reste de l'Ouest du Canada. En septembre 1978, la nouvelle station terminale de charbon construite à Thunder Bay au coût de 70 millions de dollars a reçu le premier arrivage officiel de charbon de l'Ouest du Canada. Elle représente le dernier maillon d'un réseau qui, vers le début des années 80, recevra près de 4 millions de tonnes de charbon par année. Le réseau de distribution du charbon, fort d'un système ferroviaire amélioré, une station terminale et un plus grand nombre d'installations d'expédition le long des Grands lacs, facilite la mise en marché du charbon de l'Ouest du Canada en Ontario et au Québec, provinces obligées d'importer près de 16 millions de tonnes par année. La capacité de la station terminale peut facilement être portée à 6 millions de tonnes et même à 12 millions s'il le faut. L'Alberta et la Saskatchewan utilisent leur propre charbon dans les centrales situées à la mine. Le Manitoba l'importe de l'Alberta et de la Saskatchewan. La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick consomment également leur propre charbon. De toute l'électricité produite à partir du charbon, environ 50 % provient du charbon bitumineux que l'Ontario importe des États-Unis; 30 % du charbon subbitumineux (utilisé par la Saskatchewan et l'Alberta); 15 % du lignite de la Saskatchewan et le reste du charbon bitumineux canadien (surtout en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick).

Table 3 Fossil Fuel Use, 1977

Tableau 3 Consommation de combustibles fossiles, 1977

	Coal	Oil	TÉRAJOULES		Total	% of Canadian Total	
	Charbon	Pétrole	Gas	Uranium	Total	% du total canadien	
Newfoundland	-	6	-	-	6	-.*	Terre-Neuve
Prince Edward Island	-	6	-	-	6	-.*	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	13	40	-	-	54	5	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	6	46	-	-	52	5	Nouveau-Brunswick
Quebec	-	3	-	-.*	3	-.*	Québec
Ontario	264	20	49	305	637	61	Ontario
Manitoba	18	1	-.*	-	20	2	Manitoba
Saskatchewan	66	-.*	15	-	81	8	Saskatchewan
Alberta	138	-.*	45	-	183	17	Alberta
British Columbia	-	3	-.*	-	3	-.*	Colombie-Britannique
Yukon, NWT	-	2	-	-	2	-.*	Yukon, T.N.-O.
CANADA	505	128	109	305	1 047	100	CANADA

Totals may not correspond to the sum of the element due to rounding

-.* Less than 1%

Source: Statistics Canada

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres

-.* Moins de 1 %

Source: Statistique Canada

	Coal	Oil	Gas	Energy Content	% of Total	
	Charbon	Pétrole	Gaz	Teneur énergétique	% du total	
	(1)	(2)	(3)	(4)		
Newfoundland	-	137	-	5.6	0.8	Terre-Neuve
Prince Edward Island	-	153	-	6.4	0.9	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	472	964	-	53.5	7.2	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	198	1 118	-	52.1	7.0	Nouveau-Brunswick
Quebec	-	67	-	2.6	0.4	Québec
Ontario	8 856	487	1 286	332.3	44.8	Ontario
Manitoba	1 115	26	3	19.6	2.6	Manitoba
Saskatchewan	4 301	7	404	80.8	10.9	Saskatchewan
Alberta	7 333	4	1 159	183.0	24.7	Alberta
British Columbia	-	69	16	3.4	0.5	Colombie-Britannique
Yukon and Northwest Territories	-	58	-	2.2	0.3	Yukon et T.N.-O.
CANADA	22 275	3 090	2 868	741.5	100.0	CANADA

Thousands of metric tons

Thousands of kilolitres

Millions of cubic meters

Thousands of terajoules

(1) En milliers de tonnes métriques

(2) En milliers de kilolitres

(3) En millions de mètres cubes

(4) En milliers de térajoules

Source: National Energy Board

Source: Office national de l'énergie

31% with Ontario a distant third, (16%). The Atlantic Region in total accounted for 77% of the electricity generated from oil (all imported, mainly from Venezuela and the Middle East). The remainder of the oil used in Canada was domestic.

Ontario and Alberta were responsible for most of the natural gas used, (45% and 41% respectively), with the remainder used in Saskatchewan. All natural gas is from domestic sources. It is expected that use of natural gas for electric power generation will decline significantly in the next few years, as the fuel is considered too valuable for electricity production.

Ontario is the principal user of uranium in Canada to generate electricity, accounting for about 99% of its use in 1977. The remainder was used in Quebec.

The pulp and paper industry in several Canadian provinces co-generates electricity and process steam using oil and forest residues as fuel. The utilities in Nova Scotia and New Brunswick also co-generate steam and electricity using oil. A more detailed discussion of the use of co-generation, and of research into other types of fuel is provided in the section entitled "Alternative Energy Sources".

Canada has substantial fuel peat resources, and consideration is being given to the generation of electricity using this fuel in New Brunswick and Quebec.

Additional information on fuel use by electric utilities can be found in Statistics Canada publication 57-202, Electric Power Statistics, Volume 2.

En 1977, le Nouveau-Brunswick était le plus grand consommateur de pétrole, combustible utilisé pour produire environ 36 % de son électricité. Une certaine partie de ce pétrole a servi à produire de l'électricité destinée à l'exportation (la centrale de Coleson Cove s'est engagée à exporter 400 MW aux États-Unis jusqu'en 1986). Le pétrole est à l'origine de 31 % de la production de la Nouvelle-Écosse et de 16 % de celle de l'Ontario. Un total de 77 % de toute l'électricité produite au Canada à partir du pétrole provient de la région de l'Atlantique (tous les approvisionnements ont été importés, surtout du Venezuela et du Moyen-Orient). Le reste du pétrole consommé provenait de sources intérieures.

Le gaz naturel utilisé provient de sources intérieures et a presque entièrement été consommé en Ontario et en Alberta (45 et 41 % respectivement), sauf le peu employé en Saskatchewan. L'utilisation du gaz naturel à des fins de production d'électricité devrait diminuer considérablement au cours des prochaines années en raison de l'importance vitale que prend ce très précieux combustible.

L'Ontario est le principal consommateur d'uranium à des fins de production d'électricité au Canada. En effet, en 1977, la province a consommé environ 99 % de l'uranium utilisé comme combustible ne laissant que 1 % pour le Québec.

Dans plusieurs provinces, l'industrie des pâtes et papiers produit à la fois de l'électricité et de la vapeur industrielle au moyen de pétrole et de résidus forestiers. Les services d'électricité de la Nouvelle-Écosse et du Nouveau-Brunswick produisent également de l'électricité et de la vapeur à partir du pétrole. La section intitulée "Autres sources d'énergie" renferme une étude plus détaillée de l'usage de la production mixte et de la recherche effectuée sur les autres types de combustibles.

Le Canada possède d'abondantes ressources en tourbe combustible et le gouvernement étudie la possibilité de se servir de la tourbe du Nouveau-Brunswick et du Québec pour la production d'électricité.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les combustibles utilisés par les services d'électricité, il s'agit de consulter la publication 57-202 de Statistique Canada (Statistique de l'énergie électrique, volume II).

DEMAND FORECASTING AND ELECTRICITY SUBSTITUTION

The demand for electricity is basically a function of population growth and concentration, economic activity, the price of electricity and, to a lesser extent, the price of electricity relative to prices of competing fuels such as oil and gas. As mentioned earlier, electricity demand is very closely correlated with economic activity as measured by real gross national product (GNP) and this relationship is indicated in Figure 5. The annual rate of growth in electricity demand had been very stable, at about 6% to 7%, for the 25 years up to 1973, during which period the rate of growth of real GNP was about 5%. A sharp increase in the world price of oil in 1973 adversely affected economic activity in Canada, as well as most other countries, and tended to reduce the annual rate of increase in energy consumption. Since 1973, the annual growth rate of electricity has fluctuated considerably, including a decline in 1975, for the first time since 1948, of about 0.3%. The compound annual growth rate for 1974 to 1978 has been 4.2%, during which period the rate of economic growth as measured by real GNP has been 3.2%, considerably below its potential growth of about 5%. Although it is difficult to specify the role played by the various factors, the reduced rate of electricity demand growth is undoubtedly caused by a combination of: the relatively low rate of economic growth; higher electricity prices; and conservation measures.

Adjustments to the new higher energy costs are currently working their way through the economy and therefore it is difficult to forecast, with any high degree of certainty, future economic and electricity demand growth. What can be stated with some confidence is that future economic growth will be slower than it was from 1950-75 as a result of several factors, one of which is a lower population growth rate. Annual population growth was 2% for the years 1950 to 1975 but is forecast to be just over 1% for 1975 to 2000.

In view of the uncertainties about future electricity demand, it is necessary to

PRÉVISION DE LA DEMANDE ET SUBSTITUTION DE L'ÉLECTRICITÉ

La demande d'électricité repose essentiellement sur la croissance et la concentration démographique, l'activité économique, le prix de l'électricité et, dans une moindre mesure, le prix de l'électricité par rapport au prix des combustibles compétitifs comme le pétrole et le gaz naturel. Tel que mentionné dans les pages précédentes et ainsi que l'illustre la figure 5, la demande d'électricité est étroitement liée à l'activité économique, indice mesuré à l'aide du P.N.B. réel. Entre 1948 et 1973, le taux annuel de croissance de la demande d'électricité s'est maintenu très stable, soit à environ 6 ou 7 % et le taux de croissance du P.N.B. réel atteignait environ 5 %. La forte augmentation du prix mondial du pétrole en 1973 a nui au rendement économique du Canada ainsi que de la plupart des autres pays et, par conséquent, le taux annuel de croissance de la consommation d'énergie a diminué. Depuis 1973, le taux annuel de croissance de la demande d'électricité a connu de nombreuses fluctuations et a même enregistré sa première baisse depuis 1948, soit une diminution de 0,3 % en 1975. De 1974 à 1978, le taux annuel composé de croissance a été de 4,2 %, et le taux de croissance économique mesuré en fonction du P.N.B. réel était de 3,2 %, niveau passablement inférieur à la croissance possible d'environ 5 %. Malgré la difficulté de déterminer le rôle joué par les différents facteurs, la diminution du taux de croissance de la demande d'électricité découle incontestablement du taux relativement faible de la croissance économique, de la hausse des prix de l'électricité et des mesures d'économies.

Les nouvelles hausses des coûts de l'énergie exercent actuellement une certaine influence sur l'économie et, par conséquent, il est difficile de prévoir de façon très certaine les prochains taux de croissance de l'économie et de la demande d'électricité. Néanmoins, il semble plus que certain, qu'au cours des prochaines années le taux de la croissance économique augmentera plus lentement qu'entre 1950 et 1975 en raison de plusieurs facteurs dont, entre autres, un taux plus faible de croissance démographique.

forecast the probable range of demand and be as flexible as possible in the planning of facilities. The utilities must plan to meet the most likely forecast demands, but also be flexible to advance or delay projects if actual demand is higher or lower than that forecasted, for example, as a result of economic performance different than that on which the forecast demand is based, or different rates of inter-fuel substitution.

To assist in providing better predictions of electricity demand, the Canadian Electrical Association (CEA) in 1976 retained a consulting firm to develop a computer-based forecasting methodology which can be used by all Canadian utilities. This forecasting tool is now being used on a trial basis, but further developmental work and data base updates are required before the model becomes fully operational.

Nearly all utilities have been reducing their electricity demand forecasts over the past few years as the rate of demand growth each year has been below that forecast, (figure 7 illustrates this point). There is a natural tendency to reflect current conditions in projections, so it is perhaps not surprising that the utility forecasts continue to decline with each succeeding year that actual demand is less than that forecast. The potential problem facing utilities is that their expansion program could be overly reduced during this period of slow demand and growth, and Canada could end up with inadequate facilities to meet future demand when economic activity picks up. Thus the two major risks to be avoided are as follows:

- Excessive commitment of new plant capacity that could expose the electricity consumer to unnecessarily higher increases in electricity prices to meet utility revenue requirements.
- An expansion program that is below potential demand which could: inhibit opportunities for economic expansion, by virtue of lack of electricity to perform essential jobs, e.g. motor drive; place greater dependence on relatively scarce fossil fuel supplies; and reduce electricity system reliability. This course of action could also be expensive for the Canadian population: for example, it has been estimated that the one day electricity failure in

De 1950 à 1975, le taux annuel de croissance démographique était de 2 % mais, il devrait à peine dépasser 1 % entre 1975 et l'an 2000.

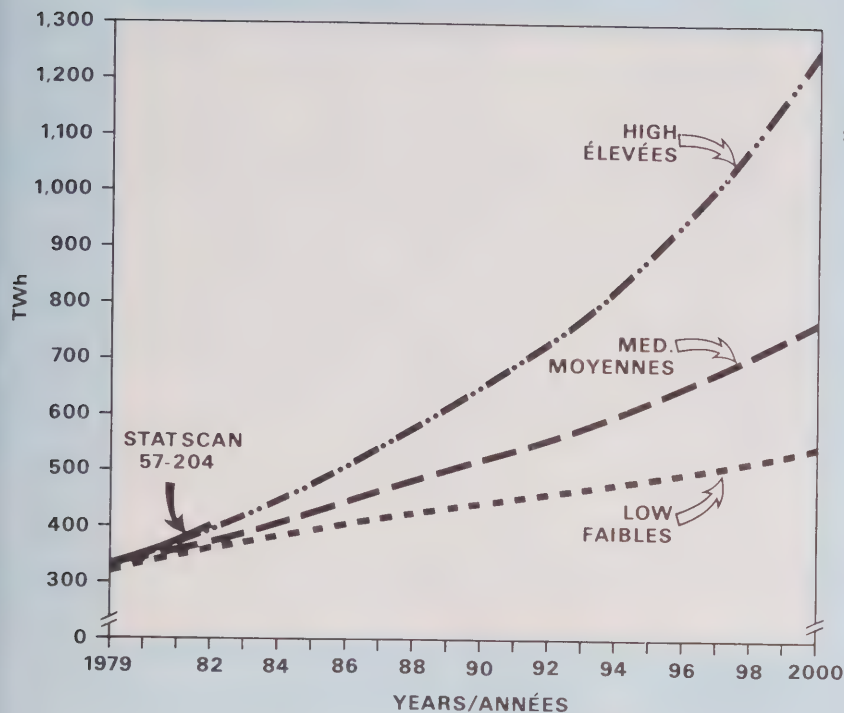
En raison des incertitudes sur l'avenir de la demande d'électricité, les services publics doivent prévoir l'amplitude probable de la demande et adopter la position la plus souple possible dans la planification des installations. Il leur faudra se préparer à répondre à la demande la plus probable tout en faisant preuve de souplesse afin d'être à même d'accélérer ou de retarder leurs projets si la demande véritable s'avère supérieure ou inférieure aux prévisions en raison, par exemple, d'un rendement économique différent des conditions sur lesquelles reposent les prévisions de la demande, ou de différents taux de substitution entre les combustibles.

Afin d'améliorer les prédictions de la demande d'électricité, l'Association canadienne de l'électricité (ACE) a demandé, en 1976, à une société d'experts-conseils de lui préparer un modèle informatisé de prévisions dont tous les services canadiens d'électricité pourraient se servir. Les expérimentateurs procèdent actuellement à l'essai du modèle mais il faudra l'améliorer et mettre à jour la base de données avant de l'utiliser à grande échelle.

La figure 7 illustre comment un taux de croissance annuelle de la demande inférieur aux prévisions a mené presque tous les services d'électricité à réduire leurs prévisions de la demande d'électricité au cours des dernières années. Au moment d'établir les prévisions, les planificateurs ont une tendance naturelle à tenir compte des conditions de l'heure; peu surprenant donc de constater que si, au cours d'une année, la demande réelle est inférieure aux prévisions, les services publics réduisent leurs prévisions l'année suivante. Le problème éventuel auquel pourrait avoir à faire face les services d'électricité consiste en ce que leur programme d'expansion pourrait se trouver trop limité pendant cette période de faible taux de croissance de l'économie et de la demande, que le Canada risquerait de ne pas posséder assez d'installations pour répondre à la demande future après la reprise de l'activité économique. Voici donc deux grands dangers qu'il faut écarter:

- un engagement excessif à l'augmentation de la capacité des centrales, ce

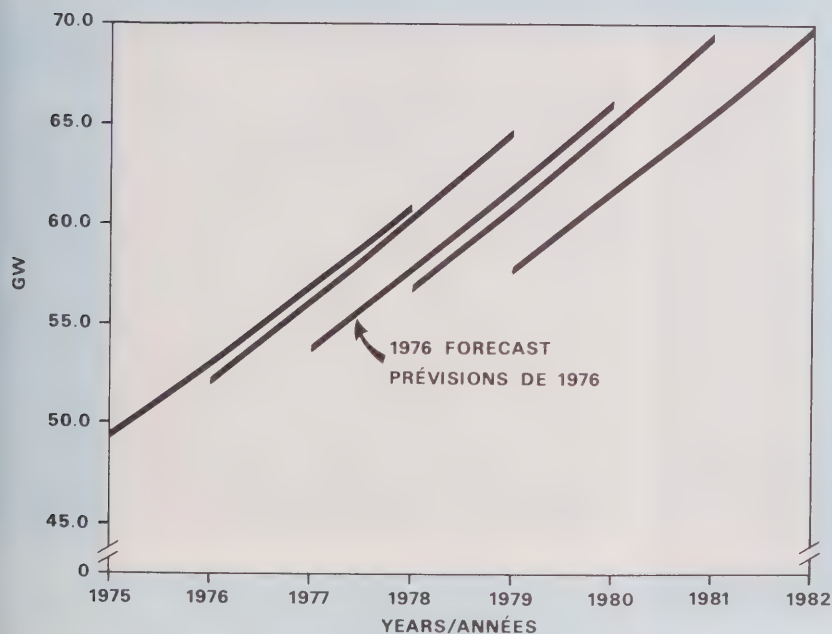
Figure 6 Electrical Energy Forecasts



SOURCES: National Energy Board for high, medium and low forecasts and Statistics Canada Publications 57-204.

Prévisions élevées, moyennes et faibles, Office national de l'énergie; publication n°. 57-204, Statistique Canada.

Figure 7 Firm Power Peak Load Forecasts



SOURCES: Statistics Canada 57-204 Publication n°. 57-204, Statistique Canada

France (in December 1978) cost that country's economy in excess of one billion dollars in lost production.

Figure 6 illustrates the National Energy Board's most recent high, low and most probable forecasts of electricity demand to 1990. Included in this figure is the 1978 forecast of electricity demand to 1983, as supplied by Statistics Canada and prepared in conjunction with the Canadian Electrical Association. The Department of Energy, Mines and Resources publication "Energy Future for Canadians" released early in 1979, stated that (p.128) "electricity is expected to increase substantially as the supply of oil becomes constrained. The indicative target for electricity is to increase generation capacity nearly four-fold between now and the year 2000, and to increase it by one third again between 2000 and 2025. The electricity share of Canada's total primary energy supply at present to nearly one-half by the year 2000, and would continue to increase at least until 2025."

In 1978 construction work continued on Point Lepreau Nuclear Power Station. This "CANDU" design reactor has a capacity of 630 MW with heavy water moderation and uses natural uranium fuel.



danger susceptible d'exposer inutilement le consommateur d'électricité à de plus fortes hausses des prix afin de répondre aux besoins en revenu des services d'électricité, et

- un programme d'expansion en deçà de la demande possible pourrait limiter les possibilités d'expansion économique, du fait que l'électricité produite ne suffirait plus à l'exécution des travaux essentiels par exemple, actionner les moteurs accroître la dépendance à l'égard d'approvisionnements en combustibles fossiles relativement rares et réduire la fiabilité des réseaux de distribution d'électricité. Cette ligne de conduite pourrait également s'avérer onéreuse aux Canadiens à l'exemple de la panne d'électricité d'une journée de décembre 1978 en France qui avait coûté au pays plus d'un milliard de dollars en perte de production.

La figure 6 montre les dernières prévisions compilées jusqu'en 1990 par l'Office national de l'énergie, de la demande d'électricité la plus élevée, la plus faible et la plus probable. Au début de 1979, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources mentionnait dans "Les lendemains énergétiques des Canadiens" que "L'électricité devrait gagner considérablement en importance à mesure que l'approvisionnement en pétrole se resserrera. L'objectif visé pour l'électricité est de quadrupler la capacité de la production d'ici l'an 2000, et de l'augmenter d'un tiers entre l'an 2000 et 2025. La part de l'électricité dans l'ensemble de l'approvisionnement énergétique primaire du Canada pourrait passer de son niveau actuel (à peu près un tiers) jusqu'à environ la moitié d'ici l'an 2000; elle continuerait d'augmenter au moins jusqu'à l'an 2025" (p. 144). L'illustration montre également les prévisions établies en 1978 de la demande d'électricité jusqu'en 1983, telles que fournies par Statistique Canada et préparées en collaboration avec l'Association canadienne de l'électricité.

Centrale nucléaire de Pointe-Lepreau en construction en 1978. Le réacteur de type CANDU, d'une capacité de 630 MW, est doté d'un ralentisseur à eau lourde et s'alimente en uranium naturel.

In quantitative terms, the annual rate of growth between 1980 and 2000 is forecast to be as follows:

	<u>1980-1990</u>	<u>1990-2000</u>	<u>1980-2000</u>	
	<u>%</u>	<u>%</u>	<u>%</u>	
High	6.2	6.7	6.5	Élevé
Medium	4.2	4.0	4.1	Moyen
Low	2.7	2.1	2.4	Faible

The medium electricity demand forecast is based on annual economic performance growth of 3.65% and population growth of 1.05%

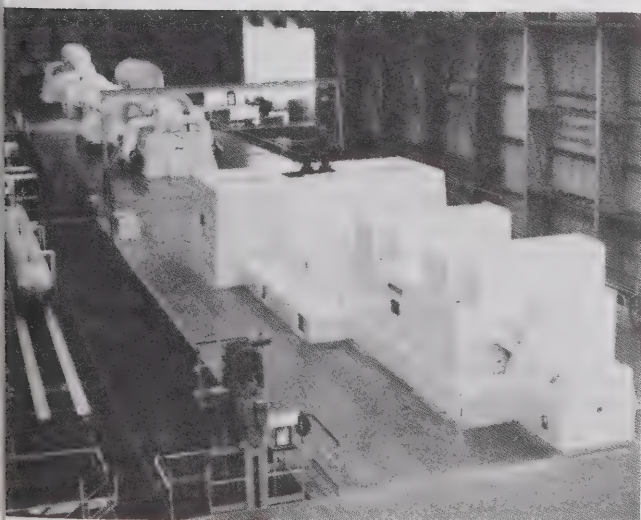
System expansion programs (to about 1990) of the major utilities in each province are based on the following forecasts of load growth:

	<u>%</u>	
Newfoundland	5.0-6.0	Terre-Neuve
Prince Edward Island	4.0	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	4.4	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	5.6	Nouveau-Brunswick
Quebec	7.6	Québec
Ontario	4.7	Ontario
Manitoba	5.2	Manitoba
Saskatchewan	4.0	Saskatchewan
Alberta	6.4	Alberta
British Columbia	6.0	Colombie-Britannique

En termes quantitatifs, le taux annuel de croissance entre 1980 et 2000 devrait être:

Les taux respectifs de 3,65 et 1,05 % du rendement économique et de la croissance démographique servent à établir les prévisions moyennes de la demande d'électricité.

Les programmes d'expansion des réseaux prévus jusque vers 1990 par les grands services publics de chaque province sont établis d'après les prévisions suivantes de la croissance de la puissance appelée:



Units 1, 2 and 3 of Edmonton Power's Clover Bar Generating Station. Each unit has a capacity of 165 MW and the commissioning of a fourth unit in the first quarter of 1979 will bring this station to its design capacity of 660 MW. This could be the last major gas-fired unit added to Canadian electricity supply systems.

Groupes 1, 2 et 3 de la centrale de Clover Bar de l'Edmonton Power. Chaque groupe a une capacité de 165 MW. La mise en service d'un quatrième groupe alimenté au gaz, prévue pour le premier trimestre de 1979, portera la puissance de la centrale à 660 MW, sa capacité nominale, et constituera peut-être la dernière grande addition aux systèmes canadiens d'approvisionnement en électricité.

EXPORTS AND IMPORTS

Canada's net exports of electricity to the United States increased by about 14% during 1978 over 1977, to a total of 19 490 GWh, resulting from exports of 21 592 GWh and imports of 2 099 GWh. This represents 5.8% of net Canadian electricity generation, (5.4% in 1977) with Quebec, Ontario and Manitoba mainly responsible for the increase. Exports from Quebec and Ontario increased by 152% and 20% respectively. Manitoba went from a net importer of about 300 GWh in 1977 to a net exporter of about 3 000 GWh in 1978. Net exports by New Brunswick and British Columbia were lower than the previous year however, by about 28% and 50% respectively. Differences for net exports from Manitoba and British Columbia are due mainly to availability of hydro resources. In the latter case an important factor was the drought in northwestern U.S.A. By the same token, Manitoba's net imports in 1977 were as the result of drought conditions in that province. Water resource availability in Manitoba and the northwestern U.S.A. improved considerably during 1978, with the result that the latter required less imports, while the former returned to its normal role of net exporter. Quebec's exports increased considerably during the year as a result of additional inter-connection capacity with New York State. Power exports by New Brunswick Power to the U.S. were below expectations due to forced outage of one of the units at the Coleson Cove plant and the higher cost of oil in this province relative to the U.S.

EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS

En 1978, les exportations nettes d'électricité aux États-Unis ont augmenté de 14% par rapport à 1977, pour atteindre un total de 19 490 GWh réalisé grâce aux exportations de 21 592 GWh et aux importations de 2 099 GWh. Ce total représente 5.8% de la production nette d'électricité du Canada (5,4 % en 1977). L'augmentation provient principalement des exportations faites par le Québec, l'Ontario et le Manitoba. Les exportations du Québec et de l'Ontario ont respectivement augmenté de 152 et de 20 %. Le Manitoba a perdu son statut d'importateur net (environ 300 GWh en 1977) en raison de ses exportations d'environ 3 000 GWh en 1978. La différence entre les exportations nettes du Nouveau-Brunswick et de la Colombie-Britannique, respectivement de 28% et de 50 % inférieures à celles de l'année précédente, est surtout attribuable à l'abondance des ressources hydrauliques. Dans ce dernier cas, la sécheresse qui a frappé le Nord-Ouest des États-Unis s'est avérée un des facteurs déterminants. De plus, les importations nettes du Manitoba en 1977 devaient répondre aux besoins de la province, elle aussi ravagée par la sécheresse. L'augmentation considérable en 1978 des réserves hydrauliques au Manitoba et dans le Nord-Ouest des États-Unis a permis de rétablir la situation puisque les États-Unis avaient besoin de moins d'importations et que le Manitoba pouvait reprendre son rôle habituel d'exportateur net. Le Québec a fortement augmenté ses exportations au cours de l'année en raison de la capacité additionnelle offerte par l'interconnexion avec l'État de New York. Les exportations de puissance de la New Brunswick Power aux États-Unis ont été inférieures aux prévisions à cause de l'arrêt forcé d'un des groupes de la centrale de Coleson Cove et de la hausse du prix du pétrole dans cette province par rapport aux prix des États-Unis.

Existing interprovincial
interconnections are as follows:

Voici la liste des principales
interconnexions entre les provinces:

Connection	Capacity	Capacity	
		Installed	Firm
Connexion	Capacité	Capacité	
		Installée	Garantie
	(kV)		(MW)
British Columbia-Alberta Colombie-Britannique--Alberta	1 x 138	110	80
Saskatchewan-Manitoba	2 x 230 (1)	400 (2)	400 (2)
Manitoba-Ontario	2 x 230	260	260
Québec-Ontario	4 x 230 2 x 138	1 300	1 300
Quebec-Newfoundland Québec-Terre-Neuve	3 x 735	5 225	4 300
Quebec-New Brunswick (HVDC) Québec-Nouveau-Brunswick	1 x <u>+270</u>	460	300
New Brunswick-Quebec (HVDC) Nouveau-Brunswick-Québec	1 x <u>+270</u>	320	160
New Brunswick-Nova Scotia Nouveau-Brunswick- Nouvelle-Écosse	2 x 138 1 x 345	600	600
New Brunswick-Prince Edward Island Nouveau-Brunswick- Île-du-Prince-Édouard	2 x 138	200	100

Third 230 line by fall 1979
When the three lines are in operation
by the fall of 1979

- (1) Troisième ligne de 230 kV à l'automne 1979.
(2) Lorsque les trois lignes seront exploitées
à l'automne de 1979.

138 kV interconnection between Nova Scotia
and New Brunswick is expected to be operated
at 345 kV in 1979, upon completion of the
reinforcement facilities in both New
Brunswick and Nova Scotia.

La mise en service à une capacité de 345 kV
d'une interconnexion de 138 kV entre la
Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick doit
avoir lieu en 1979, dès que sera terminée la
construction des installations de renforcement
dans les deux provinces.

Interconnections under construction,
proposed and those under serious review
include the following, including the
proposed capacity and the year of
availability:

La liste suivante énumère les intercon-
nexions en construction, celles qui sont
prévues et celles dont la construction
est sérieusement envisagée, ainsi que leur
capacité prévue et l'année de leur mise en
service:

	Connections	Year	Capacity		
			Installed	Firm	
	Connexions	Année	Installée	Garantie	
	(kV)		(MW)		
British Columbia-Alberta Colombie-Britannique--Alberta	1 x 500(AC) (CA)	1982	800	-	(2)
Alberta-Saskatchewan	DC Link Connecteur CC	1983	200	100	(3)
Saskatchewan-Manitoba	1 x 230(AC) (CA)	1979	100	100	(1)
New Brunswick-Nova Scotia Nouveau-Brunswick--Nouvelle-Écosse	1 x 345	1980	600	100	(1)

Under construction (1) En construction.
Proposed (2) Prévue.
Under serious review (3) Construction sérieusement envisagée.

Calgary Power has made application to the Alberta Energy Resources Conservation Board for approval to build the Alberta portion of the interconnection with British Columbia as shown above.

La Calgary Power a demandé à l'Alberta Energy Resources Conservation Board l'autorisation de construire la section de l'interconnexion reliant cette province à la Colombie-Britannique selon la description susmentionnée.

The major (100 MW capacity or over) interconnections between Canada and the United States are shown below:

Voici la liste des grandes interconnexions (capacité de 100 MW ou plus) entre le Canada et les États-Unis:

Province*	State	Voltage	Power Transfer Capability
	État	Tension	Capacité de transfert d'énergie
		(kV)	(MW)
New Brunswick/Nouveau-Brunswick	Maine	345	500
Quebec/Québec	New York	765	1200
	New York	2 x 120	100
	Vermont	120	100
Ontario	New York	230	470
		230	400
		2 x 230	300
	Michigan	230	535
		230	515
		345	710
		345	760
Manitoba	North Dakota	230	150
	Minnesota	230	175
British Columbia/ Colombie-Britannique	Washington	230	350
		230	300
		2 x 500	700

* Installed interconnections; simultaneous transfer capability can be considerably less.

* Interconnexions déjà en place; la capacité de transfert simultané peut être de beaucoup inférieure.

Manitoba Hydro expects to have a 500 kV interconnection with Northern States Power in service in 1980.

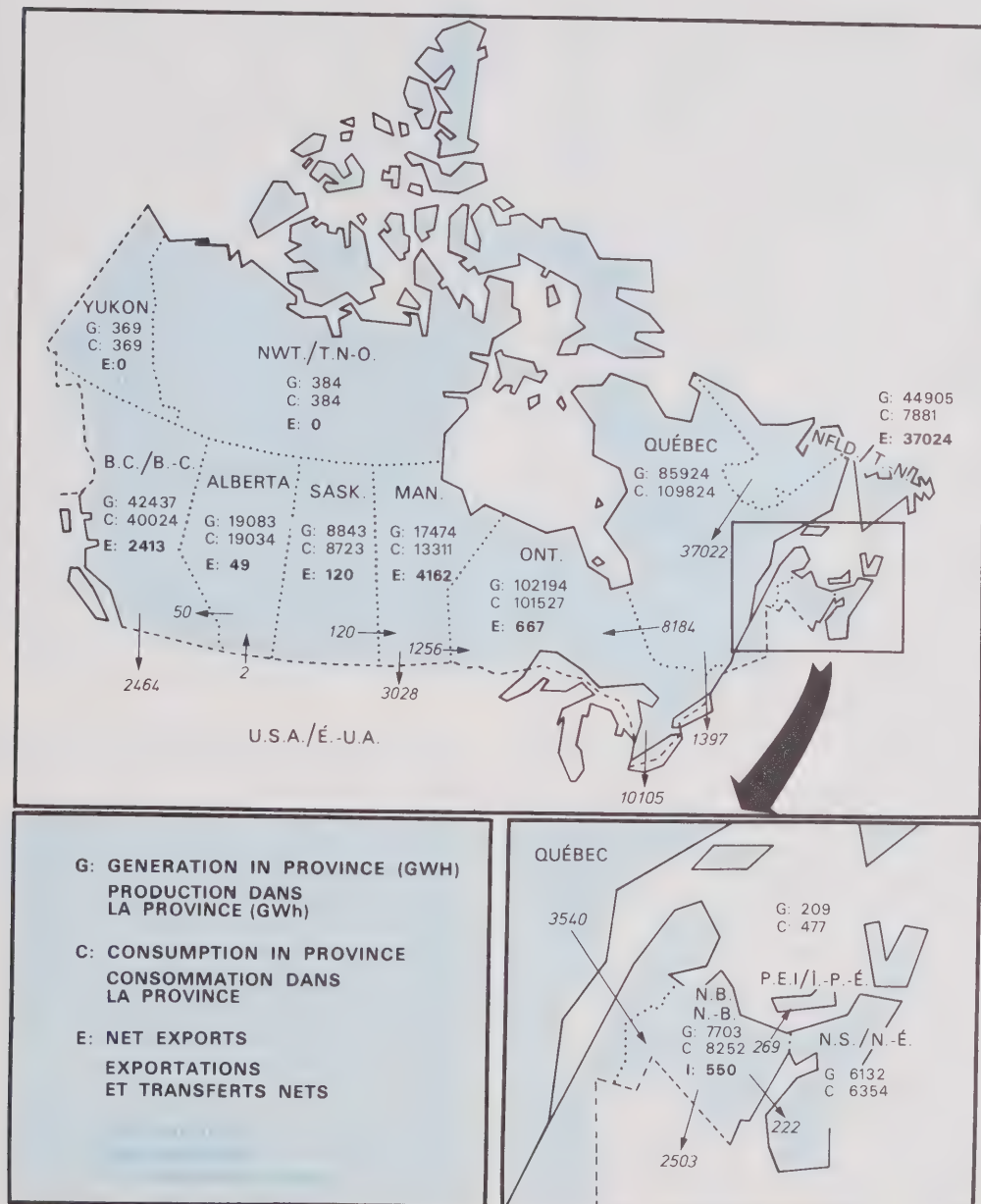
Figure 8 illustrates the interprovincial and the Canada-United States electrical energy flows for 1978 while Table A4 provides more detailed information.

La Manitoba Hydro prévoit mettre en service, en 1980, une interconnexion de 500 kV avec la Northern States Power.

La figure 8 montre les échanges d'énergie électrique entre les provinces, et entre le Canada et les États-Unis pour 1978, tandis que le tableau A4 fournit des renseignements plus détaillés.

Figure 8 Net Transfers and Exports of Electrical Energy, 1978 (GWh)

Figure 8 Transferts et exportations nets d'énergie électrique 1978 (GWh)



INDUSTRY STRUCTURE

Electrical energy in Canada is supplied by private and public utilities and by industrial establishments with generation facilities. Most industrial establishments generate energy only for their own use, but some sell energy to municipal distribution systems or utilities.

Industrial establishments which generate electricity do not usually supply their total electrical energy requirements. For example, in 1977 they generated about four fifths of their electricity requirement and of these plants, 54% were in forest products, 15% in mining, 11% in metal processing, 3% in chemicals and 17% in other industries. About 80% of industrial establishments with generation facilities are found in Quebec and British Columbia, reflecting the concentration of forest product companies, mining companies and aluminum smelting companies in those two provinces. Nearly 90% of the electricity generated by industrial establishments is from hydro-electric sources.

Over time the amount of energy generated by utilities has been an increasing percentage of the total electrical energy generated in Canada, as shown in Table 4.

For more detailed information on the amounts of electricity generated by utilities and industrial establishments by province see Table A2. In 1977 industrial establishments generated about: 20% of electricity in Quebec; 25% in British Columbia; less than 10% in Ontario, New Brunswick, Saskatchewan and Alberta; and in Newfoundland, Prince Edward Island, Manitoba, Yukon and Northwest Territories less than 1% of the provincial totals.

The trend in Canada is toward greater public ownership of electric utilities. Over the years, provincial governments have taken over investor-owned electric utilities, mainly on the basis that publicly-owned utilities are able to provide electricity more cheaply, due to such factors as: stronger credit ratings; less financial risk; co-ordinated provincial planning; and

STRUCTURE DE L'INDUSTRIE

L'électricité provient des services des secteurs privé et public, ainsi que des établissements industriels. La production de la plupart de ces derniers ne sert qu'à répondre à leurs propres besoins mais certains en vendent à des services publics ou à des réseaux municipaux de distribution.

Les établissements industriels consomment habituellement plus d'énergie qu'ils n'en produisent. Par exemple, en 1977, leur production d'électricité, dont près de 90 % proviennent de sources hydro-électriques, n'a rencontré qu'environ quatre cinquièmes de leurs exigences. Parmi les centrales électriques leur appartenant, 54 % opèrent dans le secteur des produits forestiers, 15 % dans l'exploitation minière, 11 % dans le traitement des métaux, 3 % dans les produits chimiques et 17 % dans les autres industries. Le fait qu'environ 80 % des établissements industriels producteurs d'électricité sont installés au Québec et en Colombie-Britannique reflète la forte concentration de sociétés forestières, de sociétés minières et d'alumineries dans ces provinces.

Au cours des années, la quantité d'énergie produite par les services d'électricité a représenté un pourcentage de plus en plus élevé de la production globale du Canada comme l'indique le tableau 4.

Pour de plus amples renseignements sur les quantités d'énergie électrique produites par les services publics et les établissements industriels, par province, voir le tableau A2. En 1977, les établissements industriels ont produit environ 20 % de l'électricité au Québec; 25 % en Colombie-Britannique; moins de 10 % en Ontario, au Nouveau-Brunswick, en Saskatchewan et en Alberta; à Terre-Neuve, à l'Île-du-Prince-Édouard, au Manitoba, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest leur production représentait moins de 1 % du total provincial.

La récente tendance à la nationalisation au Canada a mené les gouvernements provinciaux à étatiser les services d'électricité, surtout en raison du fait qu'il

income taxes. The last provincial acquisition was in 1974 when Newfoundland purchased control of the company which owned the hydro-electric generating plant at Churchill Falls, Labrador.

The major electric utilities in each province in Canada, in terms of generating capacity and assets, are provincially-owned in all provinces except in Prince Edward Island and Alberta. One investor-owned utility supplies electricity in Prince Edward Island. In Alberta, two major investor-owned utilities supply about 80% of electricity with the municipally-owned ones supplying most of the remainder. A central planning body (Electric Utility Planning Council) consisting of representatives of the utilities is responsible for coordinating generation and transmission facilities for all utilities in Alberta. One investor-owned utility in Newfoundland distributes 90% of the electricity used in that province, about 15% of which it generates and the remainder it purchases, mainly from the provincially-owned utility.

In all provinces most of the electricity is distributed to ultimate users by the utility companies. The exception is Ontario where a very large proportion is purchased from Ontario Hydro and distributed by some 350 municipal utilities. Investor-owned utilities supply a small amount of electricity in this province, some of which they generate and some of which they purchase from Ontario Hydro. The names of the electric utilities in each province can be found in the Statistics Canada publication 57-204, Electric Power Statistics Vol. I.

A recent proposed change in taxation legislation may result in additional provincial government involvement in electricity supply. Under the Public Utilities Income Tax Transfer Act, 95% of federal income taxes paid by investor-owned utilities are returned to the province of origin. It was the intent of the legislation that these funds would be returned to the utility customers, but only in Alberta does this actually occur. In the other provinces affected by this Act, (Newfoundland, Prince Edward Island, Ontario, British Columbia), the province retains these funds in general revenue. Late in 1978, the federal government proposed a change in this legislation, so that only half of the federal income taxes

considéraient que leur meilleure cote de crédit, l'absence d'impôt sur le revenu, une planification coordonnée entre les provinces et une meilleure garantie financière les mettaient seuls en mesure de fournir l'électricité plus économiquement. La dernière étatisation provinciale remonte à 1974 lorsque Terre-Neuve a acquis la majorité des actions de la société alors propriétaire de la centrale hydro-électrique de Churchill Falls, au Labrador.

Les principaux services d'électricité de chaque province du Canada, au point de vue de l'actif et de la capacité de production, appartiennent aux gouvernements provinciaux respectifs sauf ceux de l'Alberta et de l'Île-du-Prince-Édouard où une entreprise d'investissements privée produit toute l'électricité. En Alberta, par contre, deux grandes sociétés privées fournissent environ 80 % des approvisionnements électriques, tandis que des services municipaux comblent le reste de la demande. Un organisme central de planification (Electric Utility Planning Council) composé de représentants de différents services y est responsable de la coordination des installations de production et de transport. A Terre-Neuve, une société privée distribue 90 % de l'électricité; elle en produit environ 15 % et achète tout le reste du service étatisé.

Dans toutes les provinces, les sociétés propriétaires de services publics se chargent de distribuer la plus grande partie de l'électricité aux consommateurs. L'exception est l'Ontario où presque toute la distribution est assurée par les 350 services municipaux dont les approvisionnements proviennent d'achats auprès de l'Hydro-Ontario. Les services appartenant à des entreprises d'investissements privées fournissent également une certaine quantité de ces approvisionnements grâce, en partie, à leur propre production et, en partie, à leurs achats de l'Hydro-Ontario. La publication 57-204 de Statistique Canada intitulée Statistique de l'énergie électrique, volume I, contient les noms des services d'électricité de chaque province.

Un récent projet de modification des lois sur l'impôt peut accroître la participation des gouvernements provinciaux à la gestion des approvisionnements d'électricité. En vertu de la Loi sur le transfert de l'impôt sur le revenu des entreprises d'utilité publique, 95 % de l'impôt fédéral payé par

collected would be returned to the provinces. If this amendment is passed by Parliament, it would probably result in the customers of the investor-owned utilities in Alberta having to pay increased prices for their electricity, since they would lose part of the federal income tax rebate which they now enjoy.

les services appartenant aux entreprises d'investissements privées sont remboursés à la province d'origine. Au sens de la Loi les clients des services avaient exclusivement droit à cette ristourne mais, actuellement, seule l'Alberta met ce principe en application. Dans toutes les autres provinces visées par la Loi (Terre-Neuve, Île-du-Prince-Édouard, Ontario, Colombie-Britannique), les gouvernements provinciaux ajoutent ces fonds à leur revenu général. Vers la fin de 1978, le gouvernement fédéral a proposé de modifier cette loi afin que seulement la moitié de l'impôt fédéral prélevé soit remboursée aux provinces. Si le Parlement adopte cette modification, les clients des services exploités par des entreprises d'investissements privées en Alberta devront payer leur électricité plus cher puisqu'ils perdront une partie de leur abattement sur l'impôt fédéral.

Table 4 Percentage Production By Utilities & Industrial Establishments, 1970-1978

Tableau 4 Pourcentage de production des services publics & établissements industriels 1970-1978

Year	UTILITIES SERVICES PUBLICS			INDUSTRIAL ESTABLISHMENTS
	Private Secteur privé	Public Secteur public	Total	
Année			Total	ÉTABLISSEMENTS INDUSTRIELS
1970	10	74	84	16
1975 *	7	80	87	13
1977 **	-	-	90	10
1978 ***	-	-	89	11

Source: Statistics Canada Publication 57-202.

Source: Publication n° 57-202, Statistique Canada.

Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited * considered to be a publicly owned utility.

On considère la Churchill Falls (Labrador) Corporation Limited comme un service public de propriété publique.

Data available only for total utilities.

** Données disponibles seulement pour tous les services publics.

REGULATION

As a special feature this year, the following section briefly details the regulation of electric utilities in Canada. In succeeding years only changes will be mentioned.

Newfoundland's Public Utilities Commission has full authority over the investor-owned utility, Newfoundland Light and Power Company Limited. Since June 1977 the Board also has authority, under the Electric Power Control Act, over the rates charged by the publicly-owned Newfoundland and Labrador Hydro to electricity retailers but not over rates charged to industrial customers that are served directly and Hydro's own distribution agencies. The Act provides that the rates charged by Hydro should provide sufficient revenue to enable it to recover the cost of service and provide a margin or profit sufficient to maintain a sound financial position. However, the Board can only recommend to the Newfoundland Cabinet actions it regards appropriate for Newfoundland and Labrador Hydro, making the Newfoundland Cabinet the final regulatory authority. The Board regulates Bowater Power Company, which is an investor-owned electric utility although it no longer serves retail customers. Newfoundland and Labrador Hydro rates to large industrial users are approved by their own Directors and not by the Board of Commissioners of Public Utilities.

There is a Public Utility Board in Prince Edward Island which has decision-making authority over electric utility rates in that province.

Prior to 1976, the Nova Scotia government dealt directly with setting rates and other policies electric utilities in the province. Since that time, the province's Public Utilities Board has taken over this duty and has full decision-making power.

The provincially-owned utility in New Brunswick is self-regulated and its rates are not subject to review by any regulatory or judicial authority. Under the province's Electric Power Act, rates must be sufficient

RÉGLEMENTATION

Cette année, le rapport renferme une section spéciale qui décrit brièvement la réglementation des services d'électricité du Canada. Au cours des années à venir, seuls les changements seront mentionnés.

La Public Utilities Commission de Terre-Neuve a plein pouvoir sur la Newfoundland Light and Power Company Limited, service appartenant à des entreprises d'investissements privées. Depuis juin 1977, l'Electric Power Control Act confère également à cette commission le pouvoir de réglementer les taux imposés par la société publique Newfoundland and Labrador Hydro aux détaillants d'électricité, mais non les taux réclamés aux clients industriels directement desservis et aux propres organismes de distribution de l'Hydro. La Loi stipule que les taux imposés par l'Hydro devraient lui rapporter suffisamment de revenus pour lui permettre de recouvrer le coût du service et de s'assurer une marge de profit suffisante pour conserver une position financière saine. Cependant, la Commission ne peut que recommander au Conseil des ministres de Terre-Neuve les mesures qu'elle juge appropriées pour la Newfoundland and Labrador Hydro, le Conseil des ministres ayant le dernier mot en la matière. Elle réglemente également la Bowater Power Company, service d'électricité appartenant à des entreprises d'investissements privées, mais ne traitant pas avec les consommateurs au détail. Il appartient aux directeurs de la Newfoundland and Labrador Hydro et non au Board of Commissioners of Public Utilities, d'approuver les taux imposés aux grands consommateurs industriels.

La Public Utility Board de l'Île-du-Prince-Édouard qui a plein pouvoir pour rendre des décisions au sujet des taux imposés par les services d'électricité de cette province.

Avant 1976, le gouvernement de la Nouvelle-Écosse s'occupait lui-même d'établir les taux et d'autres politiques concernant les services d'électricité. Depuis, la Public Utilities Board de la province se charge de cette fonction et a plein pouvoir de décision en la matière.

to cover all costs, including provision for debt service and for such reserve, depreciation and surplus accounts as are maintained by a "properly managed utility".

Under the Hydro Quebec Act, the object of Hydro Quebec is to supply power in the province at the lowest rate consistent with sound financial administration. Rates are fixed by Hydro Quebec and are subject to the approval of the Lieutenant Governor-in-Council.

Under the Ontario Board Amendment Act of 1973, a public hearing by the Ontario Energy Board is required in respect of any changes of rates or charges proposed by Ontario Hydro to come into effect on or after January 1, 1975, which affect municipal customers, or its direct customers having average annual power demand of 5 000 kW or more. Thus the rates charged to customers of Ontario Hydro's retail system are not subject to review by the Ontario Energy Board. The Act also provides that the Minister of Energy (who, pursuant to the Ministry of Energy Act of 1973 is responsible for the administration of the Power Corporation Act and the Ontario Energy Board Act) may at any time request the Ontario Energy Board to review any matter relating to existing or proposed rates by Ontario Hydro to any of its customers, including principles and practices respecting power costing, rate making, financing, service reliability, system expansion, operations and the principles used by or appropriate for use by Ontario Hydro. Thus the Ontario Cabinet is the ultimate regulatory authority with respect to Ontario Hydro.

Unlike most other provinces, most of the power in Ontario is retailed to customers via 353 municipal utilities. Rates charged by these municipal utilities are regulated by Ontario Hydro.

Under the Manitoba Hydro Act, rates are set by The Manitoba Hydro-Electric Board and subject to appeal to the Public Utilities Board. The basic principle governing the financial operations of the corporation as expressed in the Act is that service shall be provided at cost, including charges for operation, power purchase, maintenance and administration and fixed charges. The fixed charges comprise interest, depreciation and annual provisions to reserves deemed necessary by the Corporation.

Au Nouveau-Brunswick, les services publics appartiennent à la province; ils se réglementent eux-mêmes et les taux ne sont soumis à l'examen d'aucun organisme de réglementation ou pouvoir judiciaire. En vertu de l'Electric Power Act de la province, les taux fixés doivent permettre de couvrir tous les coûts de l'entreprise, y compris le service de la dette et les comptes de réserve, de dépréciation et de surplus normalement maintenus par un "service public bien administré".

Aux termes de la Loi de l'Hydro-Québec, cette société s'engage à fournir l'énergie électrique dans la province au plus bas taux conforme aux bonnes pratiques administratives financières. Les taux, fixés par l'Hydro-Québec, sont sujets à l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil.

En vertu de l'Ontario Board Amendment Act de 1973, l'Ontario Energy Board doit tenir une audience publique relativement à tout changement de taux ou de tarifs proposé par l'Hydro-Ontario dont la mise en vigueur date du 1^{er} janvier 1975 ou après et risque d'affecter les municipalités abonnées ou ses abonnés directs, du moment que ces derniers consomment un taux annuel moyen d'électricité de 5 000 kW ou plus. Ainsi, les taux exigés des abonnés du système de ventes au détail de l'Hydro-Ontario ne sont pas sujets à révision de la part de l'Ontario Energy Board. La Loi prévoit également que le ministre de l'Énergie (responsable, en vertu du Ministry and Energy Act de 1973, de l'application du Power Corporation Act et de l'Ontario Energy Board Act) peut demander en tout temps à l'Ontario Energy Board d'étudier toute question relative aux taux en vigueur ou proposés que l'Hydro-Ontario impose à ses abonnés, y compris les principes et les pratiques relatifs à l'établissement des taux d'électricité, au financement, à la fiabilité du service, à l'expansion et à l'opération du système ou les principes suivis par l'Hydro-Ontario ou convenant à ses fonctions. Ainsi, en ce qui concerne l'Hydro-Ontario, le Cabinet de la province fait office d'organisme de réglementation.

A la différence de la plupart des autres provinces, les abonnés achètent la majeure partie de l'électricité produite en Ontario des 353 services publics municipaux et la réglementation des tarifs imposés est dévolue à l'Hydro-Ontario.

Until recently, the Public Utilities Board was considered not to have any decision-making authority over Manitoba Hydro. Thus while rates charged by Manitoba Hydro could be appealed to the Board, it was considered that the Board could not alter the rates. In the spring of 1978, an appeal was made to the Board to reduce the rate of increase in power costs as proposed by Manitoba Hydro. The Board ruled that Manitoba Hydro was to reduce its proposed percentage of rate increase, by accepting the intervenors' argument that it is contrary to law to have a regulatory board set up solely to hear appeals, with no authority to do anything about them. At this point Manitoba Hydro has not agreed that the Public Utilities Board was acting within its authority, but has not as yet made any appeal against the Board's ruling, and has obeyed the ruling.

In Saskatchewan there are no legislative provisions setting out the basis for the provincial electric utility rates for electricity sales to retail customers. Although the Power Corporation Act provides that the Lieutenant Governor-in-Council may adopt regulations determining the basis on which the utility may calculate its rates for electricity delivered to a municipality under supply contracts, no such regulations have been adopted to date. It is the practice to submit changes in retail rates to the Lieutenant Governor-in-Council for approval prior to implementation. Consumers may apply to the local government board for a variation of established rates or a municipality may apply on behalf of a group of consumers within its boundaries.

There is a Public Utilities Board in Alberta which has full regulatory authority over the investor-owned electric utilities in the province. Publicly-owned utilities in Calgary and Edmonton are self-regulated.

The provincially-owned utility in British Columbia (B.C. Hydro) has full power to fix and collect its rates, fares and charges without approval or review by any federal or other provincial governmental authority. The British Columbia Energy Commission, a regulatory body incorporated by the Energy Act enacted by the province, has jurisdiction to consider and adjudicate upon complaints by any person who alleges that he is being unduly discriminated against by the utility with respect to supply of gas or electricity to any person as compared with other persons in substantially the same class. The public

En vertu du Manitoba Hydro Act, les tarifs sont fixés par la Manitoba Hydro-Electric Board et peuvent faire l'objet d'appels devant la Public Utilities Board. Le principe directeur de base des opérations financières de la Société, tel qu'exprimé dans la Loi, établit que les services doivent être fournis au prix coûtant, y compris les frais de fonctionnement, d'achat d'électricité, d'entretien et de gestion ainsi que des frais fixes. Ces derniers comprennent l'intérêt, la dépréciation et les apports annuels de fonds de réserve jugés nécessaires par la Société.

Jusqu'à dernièrement, on considérait que la Public Utilities Board n'avait pas de pouvoir de décision sur la Manitoba Hydro. Ainsi, bien que les tarifs exigés pouvaient faire l'objet d'appels devant la Commission, il semblait que cette dernière ne pouvait les changer. Au printemps de 1978, on interjetait un appel devant la Commission pour tenter de faire réduire le taux d'augmentation du coût de l'électricité proposé par la Manitoba Hydro. La Commission a accepté l'argument des intervenants stipulant que d'avoir une commission de réglementation créée uniquement dans le but d'entendre des appels sans jouir d'aucune autorité à leur égard allait à l'encontre de la Loi, et le jugement rendu déclarait que la Manitoba Hydro devait réduire le pourcentage d'augmentation proposé. Jusqu'à maintenant, la Manitoba Hydro estime que la Public Utilities Board a outrepassé les limites de ses compétences mais n'a pas encore interjeté appel contre la décision de la Commission et s'y est conformée.

En Saskatchewan, aucune disposition législative ne fixe la base des taux des services provinciaux d'électricité pour la vente d'électricité au détail. Le Power Corporation Act prévoit que le lieutenant-gouverneur en conseil puisse adopter des règles pour déterminer la base à partir de laquelle le service public peut calculer ses tarifs d'électricité livrée à une ville en vertu de contrats, mais aucune règle de cette nature n'a été adoptée jusqu'à présent. De façon générale, il faut soumettre les changements des tarifs de vente au détail à l'approbation du lieutenant-gouverneur en conseil avant de les appliquer. Les consommateurs peuvent s'adresser à la commission gouvernementale de leur localité pour obtenir une variation des taux établis ou une municipalité peut le faire au nom d'un groupe de consommateurs relevant de sa compétence.

utility is bound by any decision of the Commission with respect to the complaint.

The Northern Canada Power Commission (N.C.P.C.) is a federally owned Crown Corporation and is subject to the provisions of the N.C.P.C. Act (Federal). Although not required by the N.C.P.C. Act, the Commission abides by the recommendations of the Yukon and Northwest Territory Public Utilities Boards provided that the recommendations do not conflict with the requirements of the Act.

As a general comment, the National Energy Board has regulatory authority over all electricity sales from Canada to the United States, but not over interprovincial sales.

Saskatchewan Power's Bucyrus Erie walking dragline will supply lignite coal for the Coronach Generating Station when it is commissioned. The dragline will be about two and a half times the height of a country elevator.



En Alberta, la Public Utilities Board a plein pouvoir de réglementation sur les services publics d'électricité appartenant à des entreprises d'investissements privées de la province. Les services publics étagés de Calgary et d'Edmonton sont autoréglementés.

En Colombie-Britannique, le service public (B.C. Hydro) a plein pouvoir pour établir et percevoir ses taux, ses tarifs et ses frais sans l'approbation préalable ou la révision d'une autorité fédérale ou provinciale. La British Columbia Energy Commission, organisme de réglementation constitué en société en vertu de l'Energy Act de la province, a le pouvoir d'étudier et de juger toute plainte formulée par une personne qui se prétend victime de discrimination induite de la part du service public relativement à l'approvisionnement convenu de gaz ou d'électricité à tout individu comparé à d'autres personnes appartenant essentiellement à la même catégorie. Le service public doit se plier à toutes les décisions rendues par la Commission relativement à la plainte.

La Commission d'énergie du Nord canadien (CENC), société de la Couronne assujettie aux dispositions de la Loi sur la CENC (fédérale), se soumet, même si cette Loi ne l'y oblige pas, aux recommandations des commissions des services publics du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest à la condition que ces recommandations n'entrent pas en conflit avec les dispositions de la Loi.

A titre de remarque générale, l'Office national de l'énergie jouit d'un pouvoir de réglementation sur toutes les ventes d'électricité du Canada aux États-Unis mais non pas sur les ventes interprovinciales.

Pelle à benne traînante Bucyrus-Erie de la Saskatchewan Power, environ deux fois et demie plus haute qu'un silo élévateur de campagne. Elle approvisionnera en lignite la centrale de Coronach dès sa mise en service.

CAPITAL INVESTMENT

Utility investment for new facilities was estimated at \$6.1 billion in 1978, an increase of 17% over 1977. A breakdown of electric utility capital investment for the period 1965-1978 is provided in Table 5.

Table 6 provides estimates of the capital cost of new generating facilities by province. These costs are taken from public sources, and the internal composition may not be consistent throughout. For example they may or may not include interest during construction. Hence these costs should only be used as indicators, also bearing in mind that not all of these projects are firmly committed.

Table 5 Capital Investment By Electric Utilities (millions of current \$)

CONSTRUCTION						
YEAR	GENERATION	TRANSMISSION & DISTRIBUTION	OTHER	SUB-TOTAL*	MACHINERY & EQUIPMENT	TOTAL*
ANNÉE	PRODUCTION	TRANSPORT & DISTRIBUTION	AUTRE	TOTAL*	MACHINERIE & ÉQUIPEMENT	TOTAL*
1965	165	321	241	727	212	939
1966	212	306	269	787	356	1 143
1967	441	294	140	875	390	1 265
1968	320	341	227	889	443	1 332
1969	478	315	63	856	546	1 403
1970	581	449	28	1 057	554	1 610
1971	572	472	36	1 079	668	1 747
1972	636	449	50	1 135	619	1 754
1973	808	539	69	1 417	827	2 244
1974	1 049	598	53	1 670	1 054	2 753
1975	1 691	874	96	2 661	1 296	3 957
1976 P	1 884	957	85	2 927	1 436	4 363
1977 PA	-	-	-	3 462	1 722	5 184
1978 I	-	-	-	4 128	1 924	6 052

SOURCE: Statistics Canada Publications 57-202, Vol. II, 61-205 and 61-206. Canada Year Book 1968-79.

Transmission and Distribution includes transformation and street lighting.
Other includes Dams and Reservoirs.

* Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.

P - Preliminary Data

PA - Preliminary Actual, breakdown not available

I - Intentions, breakdown not available

DÉPENSES D'INVESTISSEMENT

Les fonds investis par les services d'électricité dans de nouvelles installations sont évalués à 6,1 milliards de dollars en 1978, soit une hausse de 17 % par rapport à 1977. Le tableau 5 donne la ventilation des dépenses d'investissement des services d'électricité pour la période de 1965 à 1978.

Le tableau 6 donne des estimations, par province, des dépenses de fonds pour des nouvelles centrales. Ces coûts proviennent des fonds publics et puisqu'ils ne présentent pas toujours une composition interne uniforme, par exemple, il est possible qu'ils comprennent ou non l'intérêt au cours de la construction. Aussi, ne doivent-ils servir que de données indicatrices tout en tenant compte qu'aucune décision n'a encore été rendue dans le cas de plusieurs de ces projets.

Tableau 5 Dépenses d'investissement des services d'électricité (millions de \$ actuels)

SOURCE: Publications nos. 57-202, vol. II, 61-205 et 61-206, Statistique Canada; Annuaire du Canada de 1968 à 1979.

Le transport et la distribution comprennent la transformation et l'éclairage des rues.
"Autre" inclut les barrages et les réservoirs.

* Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

P - Données préliminaires.

PA - Données préliminaires réelles: ventilation non disponible.

I - Intentions: ventilation non disponible.

**Table 6 Estimated Capital Costs Of
Generation Projects**

**Tableau 6 Dépenses de fonds
estimatives des projets
de production**

Province	Project Name Nom du projet	Completion Date Date d'achèvement	Cost (\$M) Coût (\$M)
British Columbia/ Colombie-Britannique	Peace Canyon	1979-80	410
	Seven Mile	1980	556
	Gordon M. Shrum	1980	59
	Revelstoke	1983-84	1 500
	Revelstoke	1990	232
Alberta	Battle River	1981	242
	Sheerness	1985-86	375
	Sundance	1978-81	365
	Keephills	1983	365
Saskatchewan	Poplar River	1979-82	340
	Nipawin	1987	240
Manitoba	Long Spruce	1979	600
	Jenpeg	1978-79	178
	Limestone	1987-89	1 600
Ontario	Thunder Bay	1980	334
	Atikokan	1983	645
	Bruce B	1982-85	3 785
	Pickering B	1981-83	2 461
	Darlington	1984-87	5 002
	Wasdell Falls	1979	1
Quebec/Québec	Cadillac	1978-80	21
	James Bay	1980-90	10 164
	Gentilly 2	1981	824
	La Citière	1979	80
	Îles-de-la-Madeleine	1979	26
	Lake Lois	1988-90	754
	Lake Delaney	1986	550
	Manic 5	1985	750
Nova Scotia/ Nouvelle-Écosse	Lingan	1979-80	200
Newfoundland/ Terre-Neuve	Holyrood	1980	72
	Hinds Lake	1981	80
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick	Dalhousie	1979	128
	Mactaquac	1979	28
	Point Lepreau	1980	895

Table 7 Electric Utility Capital Investment

Tableau 7 Dépenses d'investissement des services d'électricité

	1961-65	1966-70	1971-75	1978	
Investment in Electric Power (\$ billions)	3.5	6.8	12.9	6.1	Investissement en: énergie électrique (en milliards de dollars)
As % of investment in:					En % de l'investissement par rapport à:
Total Energy	52.0	55.0	56.0	59.6	L'énergie totale
Total Economy	6.8	8.4	9.3	12.2	Le secteur économique total
As % of GNP	1.5	1.9	2.0	2.6	En % du P.N.B.

Sources: "An Energy Strategy for Canada", Energy, Mines and Resources, 1976 for 1956-1975; Statistics Canada Publication 61-205 for 1978.

Source: "Une stratégie de l'énergie pour le Canada", 1976, ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, Canada, pour 1956 à 1975; publication n° 61-205, Statistique Canada pour 1978.

Table 8 Original Cost Of Utility Fixed Assets In Service*

Tableau 8 Coût original des immobilisations en opération*

	1965		1970		1975		1977		
	\$000	%	\$000	%	\$000	%	\$000	%	
Generation	4 508	49	6 883	48	10 549	48	14 628	51	Production
Transmission	1 883	21	3 087	22	4 802	22	5 804	20	Transport
Distribution	2 203	24	3 228	23	5 007	23	6 302	22	Distribution
Other	532	6	1 043	7	1 712	7	1 968	7	Autres
TOTAL	9 126	100	14 241	100	22 070	100	28 702	100	TOTAL

Source: Statistics Canada Publication 57-202.

Source: Publication n° 57-202, Statistique Canada.

* Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding. These figures exclude construction in progress.

* Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

The breakdown of capital investment in 1978 is as follows:

	%	
Atlantic	9	Atlantique
Quebec	38	Québec
Ontario	23	Ontario
Prairies	17	Prairies
BC, Yukon and NWT	13	C.-B., Yukon et T.N.-O.

The amount of electric utility investment relative to energy supply capital investment, total capital investment in the economy, and to Canada's gross national product (GNP) are shown in Table 7 for five year periods from 1961-1975 and 1978.

This data illustrates that the capital investment in electric utilities is:

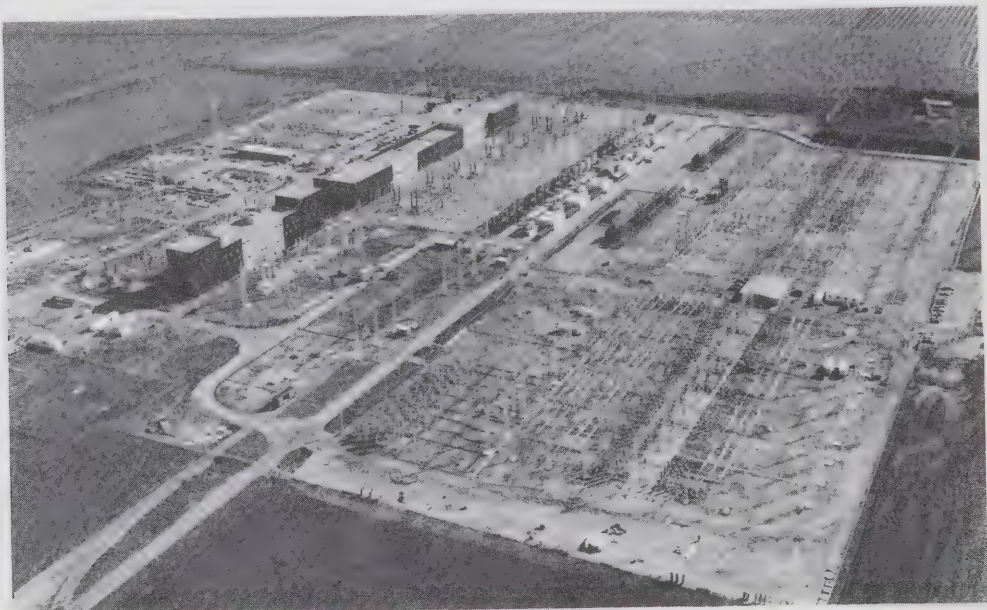
- Very large in total.
- Growing rapidly and increasing relative to total capital investment total energy investment and to the amount of GNP.

Voici la ventilation des dépenses d'investissement par région au cours de 1978.

Le tableau 7 compare le montant des investissements des services d'électricité aux dépenses d'investissement dans les approvisionnements énergétiques, aux dépenses d'investissement globales dans les économies et au P.N.B. du Canada sur des périodes de cinq ans de 1961 à 1975, et 1978.

Ces données indiquent que les dépenses d'investissement dans des services d'électricité:

- sont très importantes dans l'ensemble,
- augmentent rapidement et s'accroissent par rapport aux dépenses d'investissement globales et dans le secteur de l'énergie, ainsi qu'à la valeur du P.N.B.



The Dorsey converter station (2 520 MW) near Winnipeg is the south terminus of the Nelson River HVDC system.

Installation de conversion de Dorsey (2 520 MW) près de Winnipeg. Elle constitue le terminal sud du réseau en C.C.H.T. le long du fleuve Nelson.

The original costs of utility fixed assets in service for 1965-1977, broken down by generation, transmission and distribution are shown in Table 8. In the Canada total the costs remain evenly divided between generation and the sub-total of transmission, distribution and other, "Other" including such things as office and storage buildings). However, this investment pattern can vary considerably from one region to another depending on the type of generation mix employed. For example, the percentage of investment in transmission will tend to be greater in those provinces with predominantly hydro generation; conversely, it will tend to be less in regions mainly with thermal generation. This is due to the fact that hydro generating plants are often in rather remote areas, while thermal generating plants are usually located near population centers where the demand for electricity is most concentrated.

Le tableau 8 présente une ventilation, par secteur de production, de transport et de distribution, des coûts originaux des immobilisations imputés aux services d'électricité pour la période de 1965 à 1977. Pour l'ensemble du Canada, les coûts demeurent répartis assez également entre la production et le sous-total de transport, de la distribution et autres (le terme "Autres" comprend notamment les bureaux et les établissements d'entrepôt). Toutefois, cette structure d'investissement peut varier considérablement d'une région à une autre selon la nature des types de production. Par exemple, le pourcentage d'investissement dans le transport sera plus élevé dans les provinces à production hydro-électrique prépondérante mais plus faible dans les régions à forte production thermique en raison du fait que les centrales hydro-électriques se situent souvent dans des régions éloignées tandis que les centrales thermiques sont généralement construites près d'agglomérations urbaines où la demande d'électricité est le plus fortement concentrée.

Table 9 Approximate Electric Utility Investment By Province, 1978*

Tableau 9 Investissement approximatif par province, des services d'électricité, 1978*

	\$M	
Newfoundland	107.0	Terre-Neuve
Prince Edward Island	4.1	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	148.4	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	333.4	Nouveau-Brunswick
Quebec	2 753.1	Québec
Ontario	1 542.2	Ontario
Manitoba	273.6	Manitoba
Saskatchewan	162.3	Saskatchewan
Alberta	427.0	Alberta
British Columbia	761.4	Colombie-Britannique
Yukon and NWT	23.2	Yukon et T.N.-O.
CANADA	6 522.8	CANADA

Electric Utility Investment data is not available by province and the figures above are those for miscellaneous utilities. The total electric power investment in Canada is 94% of the miscellaneous utility category is investment in electric power. The data are the revised intentions 1978 from Statistics Canada Publication 61-206.

* Données d'investissement des services d'électricité non disponibles par province. Les chiffres ci-dessus sont ceux des services publics divers et le total représente 94 % des 6 130,5 millions de dollars investis en énergie électrique au Canada. Les données sont les intentions revues de 1978 tirées de la publication n° 61-206, Statistique Canada.

FINANCING

Since 1960, debt has been increasingly used to finance utility expansion. Table 9 indicates the proportion of utility debt/equity for each province. For all provinces except Alberta, Saskatchewan and New Brunswick, the debt portion of total capital was larger, (dramatically so in some cases), in 1977 than it was in 1960. The debt portions for Alberta and Saskatchewan were significantly lower in 1977 than in 1960, while remaining about the same in New Brunswick. In Prince Edward Island and Alberta the debt/equity relationships are quite different from the rest of Canada and reflect the fact that investor-owned utilities supply most of the electricity used in these two provinces. Publicly-owned utilities provide most of the electricity used in the other regions. The investor-owned utilities must employ a more conservative financial structure than do the publicly-owned utilities (whose debt is guaranteed by the provinces), in recognition of their greater financial risk. The debt of Northern Canada Power Commission, which supplies most of the electricity in the Yukon and Northwest Territories, is provided by the federal government.

The utilities used internally generated funds (net income plus non-cash charges to income) for about 26% of the capital expenditures during 1977. This percentage is a bit lower than that for the period of 1965-1975, when internally generated funds were used to meet about 31% of the capital expenditures. It is expected that over the next five years, internally generated funds will again meet about 30% of capital requirements.

FINANCEMENT

Depuis 1960, les services publics ont de plus en plus recours à l'emprunt pour financer leur expansion. Le tableau 9 indique la proportion d'actif et de passif entre les mains des services publics de chaque province. Dans tout le pays, sauf l'Alberta, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick, la part d'endettement en regard de l'ensemble des investissements était plus grande (de beaucoup dans certains cas) en 1977 qu'en 1960. En Alberta et en Saskatchewan, l'endettement était bien moindre en 1977 qu'en 1960 tandis qu'il se maintenait à peu près au même niveau au Nouveau-Brunswick. Le rapport de solvabilité de l'Île-du-Prince-Édouard ne ressemble pas du tout à celui du reste du Canada à cause du fait que des entreprises d'investissements privées fournissent la majeure partie de l'électricité consommée dans ces deux provinces tandis que les services étatisés assurent la majeure partie de l'approvisionnement dans d'autres régions. Les services appartenant aux entreprises d'investissements doivent recourir à une structure financière plus prudente que les services étatisés (dont la dette est garantie par les provinces) en raison du plus grand risque qu'ils encourent de subir des pertes financières. Ainsi, le gouvernement fédéral garantit la dette de la Commission d'énergie du Nord canadien, le plus important fournisseur d'électricité au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Au cours de 1977, les services publics ont puisé dans leurs ressources d'autofinancement (revenu net plus imputations non monétaires au revenu) pour payer environ 26 % des dépenses en immobilisations. Ce pourcentage est un peu plus bas que celui de la période 1965-75 alors que les ressources d'autofinancement ont servi à couvrir environ 31 % des mêmes dépenses. Tout porte à croire qu'au cours des cinq prochaines années, elles parviendront de nouveau à assurer environ 30 % des besoins en capitaux.

Table 10 Electrical Utility Financial Structure (%)

Tableau 10 Structure financière des services d'électricité (%)

	1965		1970		1975		1976		1977		
	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	(1)	(2)	
Newfoundland	70	30	82	18	81	19	79	21	76	24	Terre-Neuve
Prince Edward Island	58	42	45	55	58	42	53	47	54	46	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	69	31	77	23	101	-1	103	-3	102	-2	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	89	11	88	12	91	9	92	8	92	8	Nouveau-Brunswick
Quebec	79	21	74	26	75	25	76	24	76	24	Québec
Ontario	63	37	66	34	74	26	77	23	77	23	Ontario
Manitoba	91	9	93	7	96	4	97	3	97	3	Manitoba
Saskatchewan	90	10	81	19	70	30	73	27	77	23	Saskatchewan
Alberta	57	43	56	44	53	47	49	51	47	53	Alberta
British Columbia	89	11	94	6	94	6	94	6	95	5	Colombie-Britannique
Yukon, NWT	71	29	77	23	99	1	98	2	99	1	Yukon T.N.-O.
CANADA	74	26	75	25	79	21	83	17	80	20	CANADA

Debt Long term + short term debt. (1)
Equity Total of reserves and capital surplus. (2)

Passif Dette à long terme + dette à court terme.
Actif Total des réserves et du surplus de fonds.

Source: Statistics Canada Publication 57-202.

Source: Publication n° 57-202, Statistique Canada.

Table 11 Average Mid-Year Interest On Public Utility New Long Term Debt (%)

Tableau 11 Intérêt semi-annuel moyen sur les nouvelles dettes à long terme (%)

1961-65	1966-70	1971-75	1976-78
5.5	7.1	9.2	10.0
Source: McLeod, Young, Weir Utilities Bond Yields.			

COSTING AND PRICING

Costing

The unit cost of supplying electricity has been increasing rapidly in recent years. The two basic reasons are as follows:

- The significant increase in the rate of inflation.
- The dramatic increase in the cost of fossil fuels.

The relatively high level of inflation in recent years affects the electric utility industry in two ways: by increasing the cost of the very large quantity of funds required for system expansion (the capital requirements are outlined in the section on Capital Investment); and by increasing the costs of constructing additional facilities. The average interest on long term utility debt is shown in Table 11 for five year periods from 1956-1978. The index of electric utility construction costs is shown in Figure 9 with the band representing the range of different rates of increase for different parts of the utility system (generation, transmission and distribution). This figure illustrates the very significant increase in utility construction costs between 1973 and the present, a trend shared by most capital projects.

With regard to fossil fuel costs, Figure 10 indicates the sharp increases which the utilities have experienced since the price of oil rose in 1973. In the Canadian total the fuel cost per kWh generated from fossil fuels has tripled between 1973 and 1977. The impact of this cost increase varies considerably from one region of the country to another, depending on the type of fuel used and the percentage of total energy supply derived from fossil fuel plants. Earlier sections of this publication provide regional breakdowns for fuel use and generation mix.

ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX

Établissement des coûts

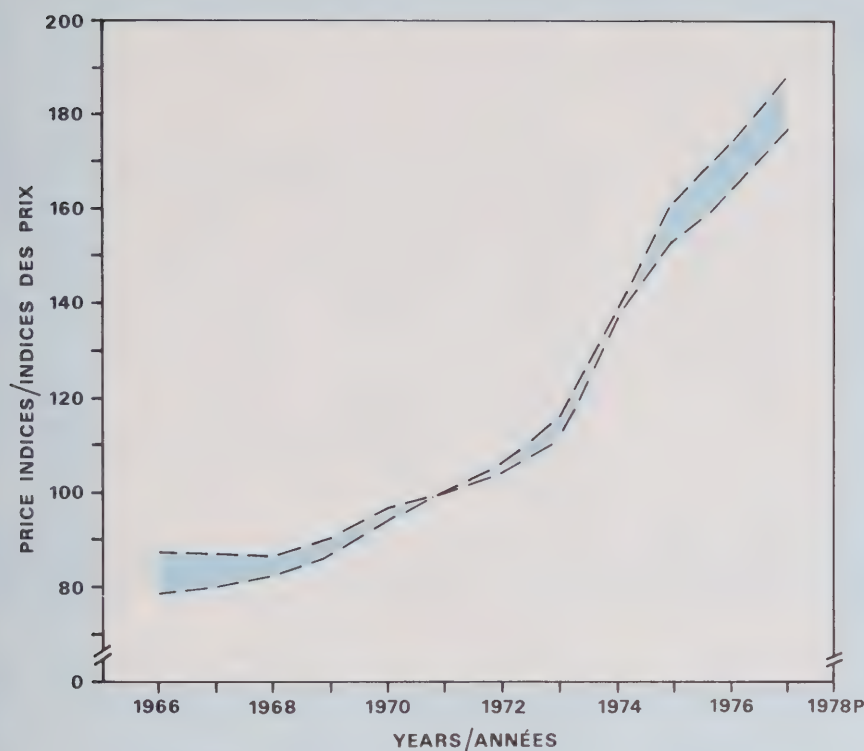
Les coûts unitaires d'approvisionnement en électricité ont augmenté rapidement au cours des dernières années. Il y a deux principales raisons à cela:

- la forte augmentation du taux d'inflation, et
- l'augmentation stupéfiante du coût des combustibles fossiles.

Le niveau relativement élevé de l'inflation au cours des dernières années affecte l'industrie des services d'électricité de deux façons: il augmente le coût des fonds considérables requis pour l'expansion (les besoins en capitaux sont présentés à la section Dépenses d'investissement) et il fait monter les coûts de construction d'installations supplémentaires. L'intérêt moyen sur une dette à long terme contractée par les services publics apparaît par tranches quinquennales de 1956 à 1978 au tableau 11. La figure 9 présente l'indice des coûts de construction des services d'électricité; la bande représente l'écart entre les différents taux d'augmentation pour chacune des parties du réseau d'un service (production, transport et distribution). La figure fait ressortir qu'entre 1973 et aujourd'hui, ces coûts de construction ont fortement augmenté, tendance à laquelle la plupart des projets d'investissement n'ont pu échapper.

En ce qui concerne les coûts des combustibles fossiles, la figure 10 met en évidence les fortes hausses enregistrées par les services publics depuis l'augmentation du prix du pétrole en 1973. Dans l'ensemble du Canada, les coûts des combustibles par kilowatt-heure produit à partir de combustibles fossiles ont triplé entre 1973 et 1977. Les répercussions de cette hausse des coûts varient considérablement d'une région à l'autre en fonction du type de combustible utilisé et du pourcentage du total des approvisionnements énergétiques fournis par les centrales alimentées en combustibles fossiles. Les premières sections de la présente publication renferment une analyse régionale de l'utilisation des combustibles et des divers modes de production.

Figure 9 Price Index in Electric Utility Construction 1966-1977 (1971=100)



RANGE BETWEEN THE DIFFERENT RATES OF INCREASE FOR DIFFERENT PARTS OF THE UTILITY SYSTEM.

ÉCART ENTRE LES DIFFÉRENTS TAUX D'AUGMENTATION POUR DIFFÉRENTES PARTIES DU RÉSEAU DE SERVICES PUBLICS.

Source: Statistics Canada
Publication 62-007.

Publication n° 62-007
Statistique Canada.

P: Preliminary/Préliminaire

Figure 10 Unit Cost of Fuel for Electricity Production, 1960-1977

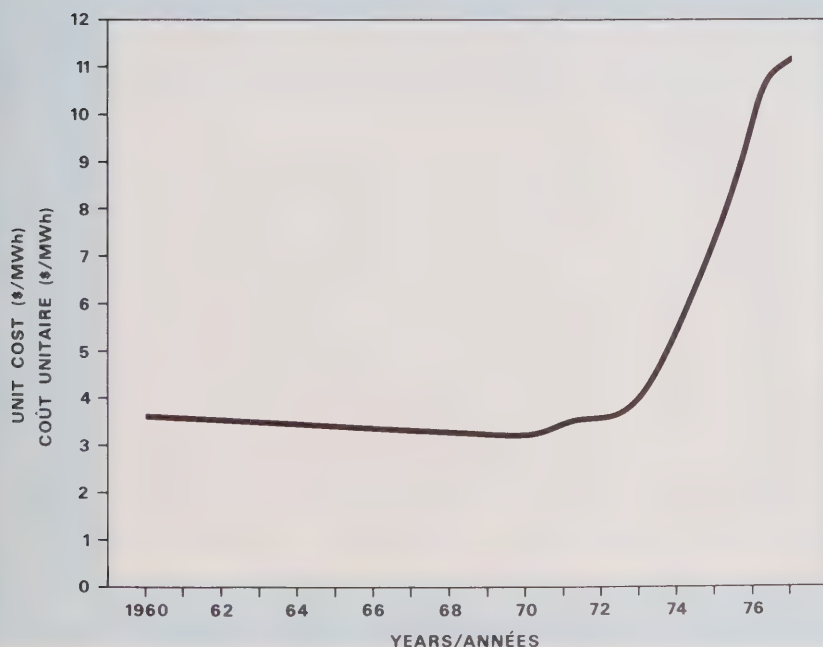


Figure 10 Coût unitaire du combustible utilisé pour produire de l'électricité, 1960-1977

SOURCES:

1960-1975: Statistics Canada
Publication, 57-202.

1976: Electrical Energy
Publication "Canadian Electric Utilities, Analysis of Generation and Trends", 1976

1977: Preliminary data,
Statistics Canada 57-202

1960-1975: Publication n°. 57-202,
Statistique Canada

1976: Publication sur l'énergie électrique "Les services publics d'électricité au Canada, analyse de la production et de l'évolution", (1976)

1977: Données préliminaires,
publication n°. 57-202,
Statistique Canada

Pricing

Data on the average revenue from electricity sales for each province is provided in Table 12. The unit revenue for Canada was quite stable up to about 1972 when the cost began to escalate, (for reasons outlined in the section on costing) more rapidly in some regions than others depending on differences in generation mix, fuels used, and the rates of system expansion to meet the increased demands for electricity.

Figure 11 illustrates the movements of the electricity and energy price components of the Consumer Price Index as well as the movement of the Consumer Price Index total. The figure indicates that the electricity price component increased much more slowly than the total CPI from 1953 to 1966, at about the same rate from 1966 to 1974 and at a higher rate since 1974. However the electricity price index is shown to be increasing less rapidly than the total energy index.

Electricity costs for selected Canadian cities are shown for the residential, commercial and industrial sectors in Table 13.

The demand for electricity varies with the hour of the day, day of the week and season of the year. The highest demand from all Canadian utilities is during the winter months, when longer lighting and higher heating requirements are added to normal electricity use. The demand during the weekend is less than it is during the week-days (when commercial and industrial demands are higher). The daily demand for electricity is usually greatest around 5 pm to 6 pm when people return home from work and use more appliances. The highest electricity demand from all Canadian utilities is usually during the early evening of a week-day during a cold spell in winter (usually in December or January). The cost of supplying this electricity increases as demand increases, because utilities use first the equipment which supplies electricity at the least cost and then have to bring into service equipment which provides electricity at higher costs,

Établissement des prix

Le tableau 12 présente des données sur le revenu moyen tiré des ventes d'électricité dans chaque province. Le revenu unitaire pour l'ensemble du Canada s'est maintenu stable jusqu'en 1972 environ lorsque les coûts ont commencé à grimper (pour les raisons établies dans la section Établissement des coûts) plus ou moins rapidement selon les régions en fonction des différences dans les modes de production, les combustibles utilisés et les taux d'expansion des réseaux pour satisfaire à la demande accrue d'électricité.

La figure 11 illustre les fluctuations du prix de l'électricité et de l'énergie, composantes de l'Indice des prix à la consommation (I.P.C.), ainsi que la fluctuation de ce dernier dans son ensemble. Elle indique que la composante du prix de l'électricité a eu une augmentation beaucoup plus lente que le total de l'I.P.C. de 1953 à 1966, que ce taux d'augmentation s'est maintenu plus ou moins au même niveau de 1966 à 1974 et qu'il s'est accéléré depuis 1974. Toutefois, il appert aussi qu'il augmente moins rapidement que l'indice total d'énergie.

Le tableau 13 établit les coûts d'électricité dans les secteurs résidentiel, commercial et industriel de villes canadiennes choisies.

La demande d'électricité varie selon l'heure, le jour et la saison mais la plus forte se fait sentir dans tous les services publics canadiens au cours de l'hiver, saison où les besoins accrus en éclairage et en chauffage viennent s'ajouter à la consommation normale d'électricité. La demande de fin de semaine est inférieure à celle de la semaine alors que les usagers commerciaux et industriels consomment de l'électricité. La demande quotidienne d'électricité atteint généralement son maximum entre 17 et 18 heures lorsque les gens reviennent à la maison et utilisent leurs appareils électroménagers. Les services publics doivent répondre à la plus forte demande d'électricité en début de soirée d'un jour de semaine, durant les

Table 12 Average Revenue From Electricity Sales By Province, 1966-1977 (current cents/kWh)

PROVINCE	1966	1968	1970	1972	1974	1975	1976	1977	PROVINCE
Newfoundland	1.1	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.4	1.7	Terre-Neuve
Prince Edward Island	3.1	2.9	2.8	3.0	3.7	4.1	5.1	5.9	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	1.9	1.9	1.9	1.8	2.0	2.5	2.8	3.9	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	1.5	1.5	1.6	1.5	1.6	1.9	2.0	2.4	Nouveau-Brunswick
Quebec	0.8	0.9	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	1.5	Québec
Ontario	1.0	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.3	Ontario
Manitoba	1.1	1.1	1.1	1.0	1.2	1.4	1.7	1.9	Manitoba
Saskatchewan	2.0	1.9	1.7	1.6	1.6	1.8	2.1	2.4	Saskatchewan
Alberta	1.6	1.6	1.5	1.5	1.7	2.0	2.4	2.7	Alberta
British Columbia	1.2	1.2	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	2.1	Colombie-Britannique
Yukon	-	-	2.2	2.4	2.6	2.7	3.5	4.1	Yukon
NWT	-	-	2.5	3.2	3.6	4.0	5.2	6.9	T.N.-O.
CANADA	1.0	1.1	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	2.0	CANADA

Source: Statistics Canada Publication 57-202.

Source: Publication n° 57-202, Statistique Canada.

Table 13 Monthly Electricity Costs For Selected Canadian Cities, August 1978

Tableau 13 Coûts mensuels de l'électricité dans certaines villes canadiennes, Août 1978

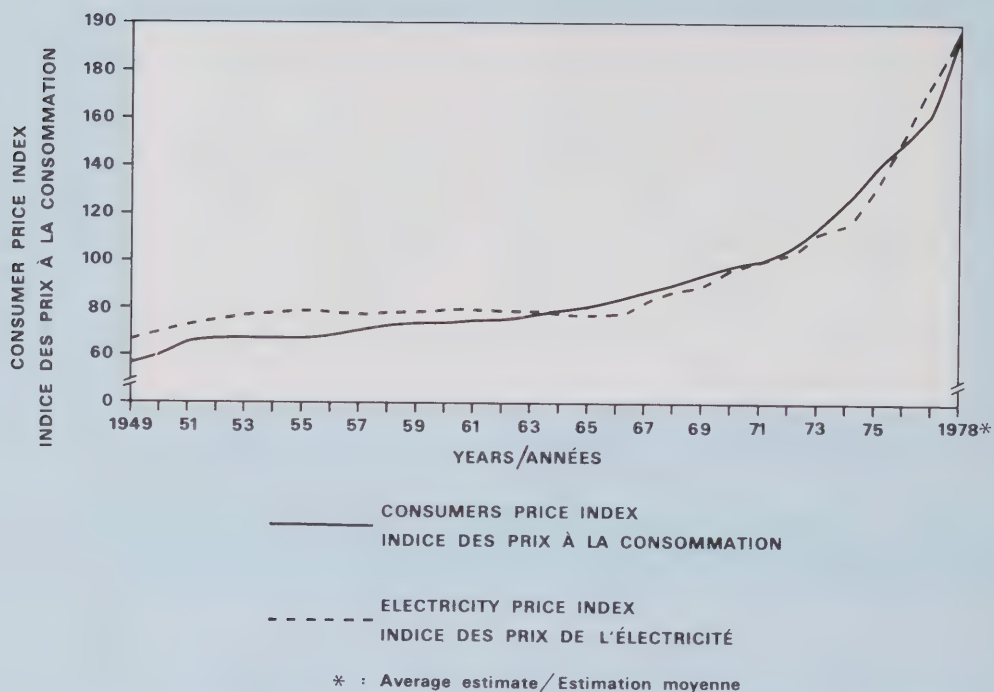
Sector: Billing Demand (kW): Consumption (kWh):	Residential -	Commercial 100 25 000	Industrial 1 000 400 000
Secteur: Demande à la facturation (kW): Consommation (kWh):	Résidentiel -	Commercial 100 25 000	Industriel 1 000 400 000
	\$	\$	\$
Vancouver	28.65	730.50	8 252.05
Calgary	22.85	711.75	7 335.13
Edmonton	23.25	661.71	8 333.49
Regina	25.96	774.70	9 488.50
Winnipeg	23.50	705.65	7 246.25
Toronto	26.82	879.75	10 039.68
Ottawa	24.08	650.83	8 899.99
Montreal/Montréal	21.70	745.00	7 717.50
Moncton	33.01	1 139.75	11 164.00
Halifax	40.00	1 314.00	12 619.96
Charlottetown	53.75	1 725.70	18 315.14
St. John's/St-Jean	30.41	996.25	10 394.20
Whitehorse	39.91	1 391.60	-#
Yellowknife	65.80	1 560.00	-#

Source: Statistics Canada Publication 57-203
-# Not applicable

Source: Publication n° 57-203, Statistique Canada
-# Ne s'applique pas

Figure 11 Electricity Price Index and
CPI (1971=100)

Figure 11 Indice des prix de
l'électricité et I.P.C.
(1971=100)



The Outardes 2 (454 MW) station which came into service in 1978, completed the 20 year Manic-Outardes project.

La mise en service de la centrale Outardes 2 (454 MW) en 1978 a marqué l'achèvement du projet Manic-Outardes d'une durée de 20 ans.

(for example older, less efficient equipment, or equipment which uses higher cost fuel).

Electricity is usually priced by what is referred to as a rate structure. In developing rate structures, consideration has been given to several distinguishable cost components of supply, such as: capacity (kilowatt) costs associated with providing this service at the time that most of the equipment is in operation (i.e. the time of peak power demand); energy (kilowatt hour) costs; and a fixed charge for customer service costs, (e.g. metering, billing). Utility customers have historically been separated into categories which reflect the costs of supplying them: residential and farm, commercial and industrial. Sometimes subdivision of these classifications are employed, for example small commercial and industrial users.

A declining block rate structure has been, and still is to a lesser extent, the normal way of pricing electricity. An example of a declining block rate structure is shown below:

\$2.00/month	- a flat charge to cover costs such as billing, meter reading and is payable even if no electricity is used.
2.3¢/kWh	- for the first 250 kWh used per month
1.2¢/kWh	- for the next 750 kWh used per month
0.8¢/kWh	- for the remaining kWh used per month.

This type of rate structure has been justified on an annual basis as the first one or two blocks provided adequate revenue to cover the fixed and variable cost of supplying normal electricity demand. The price of the last block was designed to cover the variable cost of supplying electricity. To the extent that the revenue generated by the various blocks of the rate structure reflects the cost of supplying electricity on an annual basis, this rate structure is not promotional. However the price charges for the last blocks sometimes have been below the incremental cost of supplying electricity in order to encourage the development of additional load, (such as electric heating), on the understanding that increased electricity demand would permit the utility to take advantage of economies of scale which would result in an advantage for all customers.

grands froids de l'hiver (décembre ou janvier). Le coût d'approvisionnement en électricité augmente proportionnellement à la croissance de la demande parce que les services publics utilisent premièrement le matériel à rendement plus économique et passent ensuite à la mise en service du matériel plus coûteux à opérer (c'est-à-dire vétuste, moins efficace ou consommant des combustibles coûteux).

Le prix de l'électricité est généralement établi en fonction de ce qu'il est convenu d'appeler une structure tarifaire. Ces structures tarifaires tiennent compte de plusieurs éléments bien apparents du coût du service comme les coûts de la puissance (kilowatts) associés à la fourniture du service alors que la majeure partie du matériel fonctionne (c'est-à-dire en périodes de pointe), le coût de l'énergie (kilowatts-heures) et un tarif fixe pour le coût du service aux abonnés (par exemple, le comptage, la facturation). Les abonnés des services publics ont toujours été séparés en catégories établies selon le coût de leur approvisionnement en électricité: résidentielle et agricole, commerciale et industrielle. On a quelquefois recours à des sous-divisions de ces catégories, par exemple, dans le cas de petits usagers commerciaux et industriels.

La façon traditionnelle d'établir les prix de l'électricité faisait appel à une structure tarifaire à éléments décroissants, structure d'ailleurs encore employée jusqu'à un certain point. En voici un exemple:

\$2 par mois	- tarif de base pour payer les coûts de facturation et de comptage; doit être payé même si aucune électricité n'est consommée
2,3c./kWh	- pour les 250 premiers kWh par mois
1,2c./kWh	- pour les 750 kWh suivants par mois
0,8c./kWh	- pour les autres kWh utilisés par mois.

Le fait que les premier et deuxième éléments engendraient suffisamment de revenus pour payer les dépenses fixes et variables d'un service dont la production d'électricité satisfaisait à la demande normale justifiait, en partie et sur une base annuelle, ce genre de structure tarifaire. Le prix du dernier élément était consacré au coût variable de la fourniture de

Ideally, one would like to meter energy and demand for all customers to enable development of rate structures which would more closely reflect the cost of supplying them. However, metering for residential and small commercial customers has been restricted to energy, since the additional costs of meters required to measure power demand could not be justified. Both energy and power are often metered only for large commercial and industrial users.

Spurred, in part, by the substantial upward adjustment of electricity prices and the prospect of regular future increases, in recent years a new interest has developed in electricity rate structures and pricing mechanisms.

The major goals of utility pricing are often stated to be:

- To provide the utility with adequate revenue to cover costs, including the cost of equity and debt capital.
- To apportion the required revenue appropriately among the beneficiaries of these services so that the residential, commercial and industrial users pay a price reflecting the cost of supplying them.
- To perform an allocating function by which the price paid discourages waste of public utility services while promoting all use that is economically justified.
- Additional considerations include the minimization, (to the extent that this is for feasible), of the impact of rate increases on cost of living, especially to residential customers.
- To encourage substitution among energy sources.

There are often conflicts among these listed objectives and hence considerable judgment is necessary on the part of both the utilities and their regulatory agencies in establishing appropriate rate structures.

The declining block rate structure has been the subject of severe criticism in recent years on the grounds that:

l'électricité. Une structure tarifaire n'est pas dynamique dans la mesure où les revenus engendrés par ses différents éléments traduisent le coût annuel d'un service d'électricité. Toutefois, il est arrivé que les tarifs du dernier élément aient été inférieurs au coût marginal pour fournir de l'électricité afin de favoriser une capacité de charge additionnelle (comme le chauffage électrique), en sachant au départ que l'augmentation de la demande d'électricité permettrait aux services publics de tirer profit des économies d'échelle, mesure bénéfique à tous les abonnés.

L'idéal serait de mesurer l'énergie et la demande pour tous les abonnés de façon à permettre l'élaboration de structures tarifaires plus représentatives du véritable coût du service. Toutefois, seul le comptage de l'énergie se fait chez les abonnés du secteur résidentiel et les petits usagers commerciaux puisqu'il serait difficile de justifier les dépenses additionnelles qu'entraînerait l'installation de compteurs supplémentaires. Le comptage de l'énergie et de l'électricité à la fois ne se fait que chez les abonnés commerciaux et industriels importants.

Les dernières années ont vu un nouvel intérêt se profiler en ce qui concerne les structures tarifaires et l'établissement des prix de l'électricité, intérêt encouragé en partie par les augmentations considérables des prix et la possibilité d'augmentations futures périodiques.

Les principaux objectifs de l'établissement des prix d'un service public veulent:

- apporter au service public des revenus suffisants pour rentrer dans ses frais, notamment le coût du capital-action et du capital emprunté,
- répartir les revenus requis parmi les bénéficiaires des services de façon à ce que les abonnés résidentiels, commerciaux et industriels n'aient à payer que les coûts réels de leur approvisionnement,
- jouer un rôle de répartition grâce auquel les prix découragent le gaspillage tout en favorisant tous les modes d'utilisation du moment qu'ils s'avèrent économiquement justifiables,

- It leads to energy waste since the declining block structure encourages increased use of electricity;
- It is not appropriate at the present time when system expansion is very expensive and energy supplies are scarce and costly.

The defence can argue that the declining block rate structure is not necessarily promotional and it can provide an accurate picture of the cost of supplying electricity on an annual basis. Only when the last blocks of the rate structure are lower than the cost of supplying the electricity can it be said to be promotional. The appearance of being promotional is due to the fact that the average cost of electricity decreases as the usage increases. In any event, the rate structure is under continual review by rate-makers and many now feel that the pricing mechanisms which reflect closely the cost of electricity supply during the various time periods are more appropriate.

Considerable discussion and research has taken place in Canada, plus demonstration in the United States, regarding the implementation of a pricing system (which charges different prices for electricity consumed at different times of the day, days of the week and seasons of the year) with reflect the variable costs of supply. The Ontario Energy Board (OEB) has, since 1976, been conducting a hearing on the appropriate costing and pricing for electricity by Ontario Hydro. It is expected that the hearing will be completed and the Board's report of its decision made available by the latter part of 1979. This hearing is being followed with interest by utilities and regulatory agencies in Canada and the findings of the OEB will have an important bearing on how other provinces handle electricity pricing reforms. A few other Canadian utilities are conducting similar studies or are gathering background information on systems and customers in order to perform the analyses.

There are two major recommendations for the use of time differentiated rates:

- One set of rates for use during those times of the year of relatively low electricity demand, (that is the non-winter months of May to October), and a set of higher rates, (during the winter months), when demand on

- envisager d'autres considérations comme la réduction au minimum (si possible) des répercussions des augmentations des tarifs sur le coût de la vie, surtout dans le cas des abonnés résidentiels, et
- favoriser le remplacement des sources d'énergie.

Il y a souvent conflit entre ces objectifs et, par conséquent, tant les services publics que les organismes de réglementation doivent faire preuve de bon jugement lorsqu'il s'agit d'établir des structures tarifaires.

La structure tarifaire à éléments décroissants a dernièrement fait l'objet d'attaques répétées pour les raisons suivantes:

- elle donne lieu à un gaspillage d'énergie en favorisant l'utilisation accrue d'électricité, et
- elle n'est pas indiquée à l'heure actuelle car l'expansion des réseaux coûte très cher et les approvisionnements énergétiques se font rares et coûteux.

Les tenants de cette structure pourraient soutenir qu'elle n'est pas nécessairement dynamique et qu'elle peut donner une idée exacte du coût de l'approvisionnement en électricité sur une base annuelle. La structure ne devient dynamique que lorsque ses derniers éléments sont inférieurs aux coûts d'approvisionnement. Elle semble dynamique parce que le coût moyen de l'électricité diminue au fur et à mesure que l'utilisation augmente. Quoiqu'il en soit, les auteurs de cette structure tarifaire continuent de l'étudier et bon nombre d'entre eux sont d'avis que les méthodes d'établissement des prix demeurent celles en usage à l'heure actuelle, puisqu'elles établissent fidèlement le coût de l'approvisionnement d'électricité au cours de différentes périodes.

La question de l'adoption d'un système d'établissement des prix (à taux différents selon les heures, les jours et les saisons), réduisant les coûts variables d'approvisionnement, a fait l'objet de discussions et de recherches considérables au Canada, ainsi que de démonstrations aux États-Unis. Depuis 1976, l'Ontario Energy Board (O.E.B.)

the utility system is highest. No additional metering is required for this pricing mechanism.

- A higher price for use during the period of the day when electricity demand is highest, (11 am to 9 pm, the on-peak period) and a lower price during the remaining hours of the day (the off-peak period). The price during the on-peak period is often at least three times more than it is during the off-peak period. There could also be seasonal variations on this pricing mechanism, as noted above. This type of pricing mechanism requires expensive additional metering.

One major benefit of time-differentiated rates could be to provide for more efficient allocation of resources, by providing electricity customers with better information on the cost of supplying electricity. Substitution would be promoted among electricity, gas and oil for certain functions, (for example, space heating and water heating). They would also tend to reduce consumption of electricity during those times when it is most expensive to produce, thereby reducing the utility's production and capital requirements.

A major issue related to time differentiated rates is whether they should be based on marginal costs, that is, the cost of providing additional facilities to meet demand, or embedded costs, that is costs of facilities which are currently in service. The latter method is currently used by nearly all utilities in North America. However proponents of the use of marginal costs argue that it is the appropriate basis on which to price since it provides customers with information on what additional electricity demand will cost. The customers are then able to decide whether they will curtail their electricity consumption or pay the higher price. One drawback with the marginal cost pricing method is that it will, in the short run at least, provide the utility with greater revenue than it requires. Some rate reform advocates argue for basing prices on marginal costs, but adjusting them downwards so that the revenue produced will be no more than that required by the utility.

Currently, general agreement does not exist on the usefulness of time differentiated

tient des audiences pour déterminer comment l'Hydro-Ontario pourra, de façon satisfaisante, attribuer les coûts et établir les prix. La fin de ces audiences et la publication du rapport de la Commission sont prévues pour les derniers mois de 1979. Les services publics et les organismes de réglementation au Canada suivent avec intérêt le déroulement de ces audiences, et les conclusions de l'O.E.B. auront une incidence importante sur la façon dont elles proposeront leurs réformes d'établissement des prix de l'électricité. Quelques autres services publics canadiens mènent, aux fins d'analyse, des études similaires ou recueillent des données de base sur les systèmes et les abonnés.

En ce qui concerne l'adoption d'une tarification variable selon l'horaire, deux recommandations principales se dégagent:

- une structure tarifaire pour les périodes de faible demande (de mai à octobre) et des tarifs plus élevés aux moments de demande plus forte en hiver. Un tel système d'établissement des prix ne requiert aucun comptage supplémentaire; et
- un prix plus élevé selon les heures du jour aux moments de forte demande (de 11 heures à 21 heures, période de pointe) et plus bas durant les autres heures (période creuse où les prix sont souvent trois fois moins élevés). Ce système d'établissement des prix pourrait aussi inclure des variations saisonnières, tel que mentionné plus haut. Ce genre de système nécessite des opérations coûteuses de comptage supplémentaires.

Une structure de tarification variable selon l'horaire offre l'avantage de permettre une attribution plus efficace des ressources en donnant aux abonnés des services d'électricité une meilleure information sur le coût de l'électricité. Certaines applications, par exemple le chauffage des locaux et de l'eau, favoriseraient la substitution des sources d'énergie comme l'électricité, le gaz et le pétrole. Ce genre de tarification contribuerait également à diminuer la consommation d'électricité aux moments de production les plus coûteux pour ainsi réduire la production et les besoins en capitaux du service public.

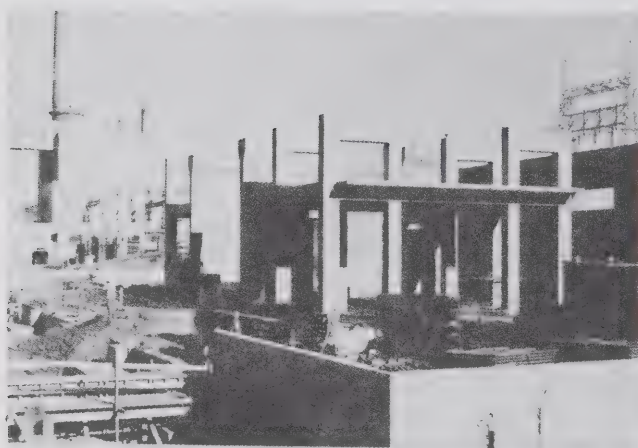
rates (for all customers classes for all times of the year), and whether to base them on embedded costs, marginal costs or adjusted marginal costs. In fact, the cost effectiveness of the complete implementation of such a pricing system depends on the circumstances of each individual utility, for example, the composition of the customers served. However, many utilities in Canada in recent years have been moving away from the historical declining block rate structure towards two part rates (for the residential and commercial customers) composed of a service charge to cover customer and fixed costs plus a charge for energy used. A major consideration in determining whether time differentiated rates are appropriate on other than a seasonal basis is whether the utility will derive adequate benefits from them to offset the substantial cost of additional metering required, (particularly for the residential and small commercial customers). The major benefit to be derived is a decreased amount of installed capacity required to meet demand. Time differentiated pricing, however, could be implemented on a seasonal basis without additional metering and utilities may be able to derive substantial benefits from this.

As noted above, the use of time differentiated rates will tend to increase the utilization efficiency of electric facilities. However the effect of these rates in reducing peak consumption is uncertain, since it is not known with accuracy how customers will respond to them. A surer method of reducing electricity consumption at peak periods and thereby increasing the utilization efficiency of facilities is by means of direct management of the utility's load, (i.e. the electricity demand which it must supply). Direct load management involves installation of devices on major electricity-using equipment so that they can (with the customer's consent) be shut off for a short period of time (15 to 30 minutes) during the time of peak daily demand. In the residential sector, hot water heaters are the prime targets for this type of load management because they are major electricity users and research has shown that they can be shut off for at least half an hour without curtailing the supply of hot water. Time differentiated rates may also play an important role here.

Il importe de savoir si l'utilisation d'une tarification variable selon l'horaire doit être fondée sur les coûts marginaux, c'est-à-dire les dépenses qu'entraîne l'adjonction d'installations pour satisfaire à la demande, ou sur les coûts incorporés, c'est-à-dire les coûts répartis des installations en service à l'heure actuelle. Presque tous les services publics de l'Amérique du Nord utilisent ce dernier système. Toutefois, les tenants des coûts marginaux affirment qu'il s'agit là d'une base appropriée à l'établissement des prix puisqu'elle renseigne les abonnés au sujet du coût de l'augmentation de la demande d'électricité. La décision de réduire leur consommation ou payer le prix plus élevé revient alors aux abonnés. Un des inconvénients du système précité réside dans le fait qu'à moyen terme, du moins, il apportera aux services publics un revenu supérieur à ses besoins. Certains défenseurs de la réforme des tarifs proposent eux aussi que les prix soient fondés sur les coûts marginaux, mais ajoutent qu'il faudrait les rajuster vers le bas de façon que les revenus ainsi engendrés ne dépassent pas les besoins du service public.

À l'heure actuelle, personne ne s'entend sur l'utilité d'une tarification variable selon l'horaire (pour toutes les catégories d'abonnés, en tout temps de l'année) ni sur la question de savoir si elle doit être fondée sur les coûts cachés, marginaux ou marginaux rajustés. En fait, la rentabilité de l'adoption d'un tel système d'établissement des prix dépend de la situation propre à chaque service public, par exemple, la composition des abonnés. Toutefois, au cours des dernières années, beaucoup de services publics ont délaissé la structure traditionnelle à éléments décroissants pour s'orienter vers une tarification en deux parties (pour les abonnés résidentiels et commerciaux) comprenant les frais de service pour payer les frais fixes et d'abonnement ainsi qu'un taux pour l'énergie consommée. Lorsqu'il s'agit d'établir la validité, sur une base autre que saisonnière, d'une tarification variable selon l'horaire, il faut s'assurer que le service public pourra retirer des bénéfices suffisants pour compenser le coût considérable qu'entraîne le comptage additionnel nécessaire (surtout pour les abonnés résidentiels et les petits usagers commerciaux). Le principal avantage provient de la réduction de la puissance installée requise pour satisfaire à la

Several Canadian utilities and the Canadian Electrical Association are now carrying out studies on the cost-effectiveness of direct load management. The major benefit to be derived, as is the case with the time differentiated rates, is a reduction in the capacity required by the utility. Some of this work is described in the section on Research and Development of this publication.



Construction continues on Alberta Power's Battle River station (coal-fired) where the fifth unit (375 MW) is scheduled for completion in 1981. The photograph shows the columns that will support a 1 600 ton concrete "table top". A spring system between the columns and table top will allow the 375 MW turbine generator to "float".

La construction se poursuit à la centrale de Battle River (alimentée au charbon), exploitée par l'Alberta Power, où le cinquième groupe (375 MW) devrait être achevé en 1981. Vue des colonnes devant servir de support à une plate-forme de béton (1 600 tonnes). Un système de ressorts installé entre les colonnes et la plate-forme absorbera les vibrations du groupe turbo-alternateur de 375 MW.

demande. Toutefois, la tarification variable selon l'horaire pourrait être adoptée sur une base saisonnière sans comptage supplémentaire et, ainsi, les services publics se trouveraient en mesure d'en retirer des bénéfices considérables.

Tel que mentionné plus haut, l'adoption de ce système contribuera à une utilisation plus efficace des installations électriques. Toutefois, l'effet modérateur de cette tarification sur la consommation de pointe demeure incertain puisqu'on ne peut prévoir exactement la réaction des abonnés.

La gestion directe de la charge du service public (c'est-à-dire la demande d'électricité qu'il doit fournir) est une méthode plus sûre de réduire la consommation d'électricité en période de pointe et de contribuer ainsi à la meilleure utilisation des installations. Elle entraîne l'installation de dispositifs sur les appareils à grande consommation d'électricité de façon à couper leur alimentation (avec le consentement de l'abonné) pour une courte durée (de 15 à 30 minutes) en période de pointe quotidienne. Dans le secteur résidentiel, les chauffe-eau, principaux consommateurs d'électricité, sont directement visés par ce genre de gestion de la charge et la recherche a démontré qu'un arrêt d'au moins une demi-heure n'aurait aucun effet sur l'approvisionnement en eau chaude. La tarification variable selon l'horaire peut également jouer un rôle important ici.

Plusieurs services publics ainsi que l'Association canadienne de l'électricité réalisent, à l'heure actuelle, des études de rentabilité de la gestion directe de la charge. La gestion offre l'avantage, comme pour la tarification variable selon l'horaire, de permettre la réduction de la capacité requise par le service public. La section intitulée Recherche et développement décrit une certaine partie de ce travail.

ALTERNATIVE ENERGY SOURCES

Co-generation

Co-generation, where steam at high pressure and temperature flows through turbine generators in industrial processes is important in the Atlantic provinces, Ontario, Saskatchewan, Alberta and British Columbia. This approach produces electrical energy with less than half of the fuel required by single-purpose steam electric plants. The laws of thermodynamics dictate that well over half of the energy in the fuel must be rejected by the turbine cycle but with co-generation the fuel is used more efficiently.

In the Atlantic provinces where the utilities use oil for electrical generation, higher oil prices have made co-generation more attractive. Nova Scotia Power Corporation owns two major co-generation systems, one based on oil and the other on coal, with both supplying process steam to heavy water plants. New Brunswick Electric Power Commission owns a co-generation system which supplies steam to a newsprint mill. Most Atlantic provinces pulp and paper mills co-generate. While process steam is supplied by black liquor, red liquor, wood residues and oil, the electricity is derived from oil where ever the steam plant uses a significant quantity of this fuel.

There are a few co-generation systems in Quebec but high oil prices have made them less attractive relative to hydro. Coal, natural gas, oil and wood residues are all used for co-generation in Ontario. Dow Chemical at Sarnia, Ontario and Fort Saskatchewan, Alberta use natural gas in a gas turbine, a steam turbine combined cycle system. Chemical plants, pulp and paper mills and oil sands plants in Ontario, Saskatchewan, Alberta and in the interior of British Columbia all use natural gas for co-generation. Great Canadian Oil Sands uses petroleum coke. Coastal British Columbia mills have been co-generating with oil but hog fuel is displacing oil here, compared to gas in the interior.

AUTRES SOURCES D'ÉNERGIE

Production mixte

Les provinces de l'Atlantique, l'Ontario, la Saskatchewan, l'Alberta et la Colombie-Britannique comptent beaucoup sur la production mixte où la vapeur industrielle à forte pression et à température élevée passe par des générateurs à turbine. Les lois de la thermodynamique établissent que la turbine doit rejeter plus de la moitié de l'énergie du combustible mais la production mixte en permet une utilisation plus efficace en produisant de l'énergie électrique à partir de moins de la moitié du combustible requis par les centrales électriques monovalentes.

Dans les provinces de l'Atlantique où le pétrole sert à produire de l'électricité, l'augmentation des prix du pétrole a rendu la production mixte plus intéressante. La Nova Scotia Power Corporation possède deux importants systèmes de production mixte: le premier fonctionne au pétrole et l'autre au charbon, et tous deux fournissent de la vapeur industrielle à des usines d'eau lourde. Le système de production mixte appartenant à la New Brunswick Electric Power Commission fournit de la vapeur à une usine de papier journal. La plupart des usines de pâtes et papiers des provinces de l'Atlantique ont adopté la production mixte. Pendant que la vapeur industrielle s'obtient à partir des liqueurs noires ou rouges, des résidus du bois et du pétrole, l'électricité provient du pétrole là où la centrale à vapeur consomme une importante quantité de ce combustible.

Il y a quelques systèmes de production mixte au Québec, mais l'augmentation des prix du pétrole a fait que l'énergie hydro-électrique les a supplantés. L'Ontario utilise le charbon, le gaz naturel, le pétrole et les résidus du bois pour la production mixte. La Dow Chemical, dans ses installations de Sarnia (Ont.) et de Fort Saskatchewan (Alb.), utilise du gaz naturel dans un cycle combiné de turbines à gaz et à vapeur. Des usines de produits chimiques, de pâtes et papiers et de traitement des sables bitumineux en Ontario, en Saskatchewan, en Alberta et à l'intérieur de la Colombie-Britannique utilisent toutes du

gaz naturel pour la production mixte. L
Great Canadian Oil Sands se sert du coke d
pétrole. Les usines de la côte de l
Colombie-Britannique ont fait de l
production mixte avec du pétrole, mais comm
dans le cas du gaz à l'intérieur de l
province, les résidus du bois remplacent ie
le pétrole.



The Cape Broyle plant (6 MW) is typical of the small hydro plant operated by Newfoundland Light and Power Company. This particular generating station was built in 1953. With rising prices of fuel there is renewed interest in the development of small size hydro installations.

L'installation de Cape Broyle (6 MW), construite en 1953, est une petite centrale hydro-électrique exploitée par la Newfoundland Light and Power Company. L'augmentation continue des prix des combustibles a ravivé l'intérêt envers la mise en service de petites installations hydro-électriques.

Small Hydro Developments

Canada's major electric power requirements are largely served by interconnected transmission and distribution systems but northern and coastal communities are commonly served by isolated power sources, mainly by diesel plants. A portion of undeveloped hydro-electric potential in Canada is represented by low-head and small river sites, which would not hitherto been developed mainly because they were not considered economically viable. With rising costs of fossil fuels and the added cost of delivering to remote location, these untapped renewable resources are now being carefully considered as economically competitive with isolated diesel generation.

The main advantages of small hydro power plants compared to diesel units are the low maintenance and operating costs, especially zero fuel costs. Furthermore, the service life of this type of project can be very long and may extend to fifty or even a hundred years of operation. In the present situation, mini-hydro (10 to 1 000 kW) can be used for saving fossil fuels. Some progress has been made to reduce capital cost of small scale hydro plants by improving design techniques, using standard products, prefabrication and prepackaging and thus reducing installation costs.

Preliminary analyses show that the economic viability of mini-hydro can be established given long service life and expected fossil fuel escalation, and that this type of hydro development may have a favourable future.

Aménagement de petites centrales hydroélectriques

Les réseaux de transport et de distribution inter reliés répondent à la plupart des principaux besoins du Canada en énergie électrique, mais les collectivités du Nord et des côtes sont plus souvent desservies par des sources de production isolées, surtout des centrales alimentées au combustible Diesel. A cause de l'augmentation des prix des combustibles fossiles et des dépenses additionnelles qu'entraîne la livraison d'électricité dans des endroits éloignés, la partie du potentiel hydro-électrique provenant des emplacements à faible hauteur de chute et des petites rivières, et non auparavant mise en valeur en raison de son manque de viabilité économique, fait maintenant l'objet d'études attentives. En effet, ces énergies renouvelables peuvent faire concurrence sur le plan économique, à la production par combustible Diesel.

Comparées aux centrales de ce type, les petites centrales hydro-électriques offrent l'avantage d'un entretien et d'une exploitation peu coûteux, surtout de dépenses en combustible nulles. En outre, la durée utile de ce genre de projet peut atteindre 50 ou même 100 ans. Dans la situation actuelle, des mini-centrales (de 10 à 1 000 kW) peuvent contribuer à économiser les combustibles fossiles. Certains progrès ont été réalisés dans le but de réduire les dépenses de capitaux requises pour leur construction en améliorant les méthodes de conception, en utilisant des éléments courants, préfabriqués et préemballés pour ainsi diminuer les frais d'installation.

Les analyses préliminaires révèlent que la considération de facteurs comme une durée utile longue et l'augmentation continue prévue des combustibles fossiles prouve la viabilité économique des mini-centrales hydro-électriques, développement très prometteur du domaine hydro-électrique.

Peat

While peat is used for electricity generation and co-generation in Finland and Ireland, it is not used for these purposes in Canada. The Federal Government, Hydro Quebec, and the New Brunswick Electric Power Commission are all involved in studies of using peat as a fuel to generate electricity. It is expected that the peat would be sun dried and burned in boilers much like those used to burn wood residues in the pulp and paper industry. Studies indicate that the use of peat has as significant technical potential but the economics remain uncertain.

Wind Power

Using wind power to generate electricity could be a valuable supplementary source of power for the future. The promising places are areas which have constant high wind speeds: the Atlantic Provinces, including the Labrador coast, northern Quebec, the western shore of Hudson's Bay, a few scattered windy areas in the Prairies and British Columbia. Small or large wind energy conversion devices may be cost-effective in isolated communities, small settlements, remote meteorological stations and communications sites as a supplement to diesel-driven generators. One potentially attractive alternative is large windmills connected to electrical grids or used with hydroelectric pumped storage. These windmills could feed power into the grid, or generate electricity to pump water into reservoirs during high winds and draw from these sources during periods of low wind. Their capacity can be 200 kW to 10 MW and they operate at 20% to 30% of capacity. They become increasingly competitive with other forms of energy generation, especially in remote communities, as the costs of power

La tourbe

La tourbe sert à la production d'électricité et à la production mixte en Finlande et en Irlande, mais non pas au Canada. Le gouvernement fédéral, l'Hydro-Québec ainsi que la New Brunswick Electric Power Commission font des études sur la possibilité de l'utiliser à cette fin. Une fois séchée au soleil, elle serait sans doute ensuite brûlée dans des chaudières du genre utilisées pour brûler les résidus du bois dans l'industrie des pâtes et papiers. Les études révèlent que l'utilisation de la tourbe présente un potentiel technique important à aspect économique toujours incertain.

Énergie éolienne

L'utilisation de l'énergie éolienne pour produire de l'électricité pourrait se révéler une source précieuse d'énergie supplémentaire. Évidemment, les endroits les plus prometteurs sont les régions balayées par des vents forts et constants: les provinces de l'Atlantique y compris la côte du Labrador, le Nord du Québec, la côte ouest de la baie d'Hudson ainsi que quelques régions des Prairies et de la Colombie-Britannique. Des dispositifs grands ou petits de conversion de l'énergie éolienne peuvent être rentables dans des collectivités isolées, de petits villages, des stations météorologiques et des relais de communication éloignés où ils secondent les génératrices à combustible Diesel. L'installation de grandes éoliennes reliées aux réseaux d'électricité ou utilisées conjointement avec des réserves d'énergie hydro-électrique assurées par pompage peut se révéler une proposition des plus intéressantes. Les éoliennes pourraient communiquer leur électricité aux réseaux ou encore produire de l'électricité pour pomper l'eau dans des réservoirs en période de

generation from the diesel alternative increase.

The National Research Council of Canada has a program for the development of large vertical-axis wind turbines to be used in conjunction with existing utility facilities. The first experimental machine was the 150 foot high 230 kW largest vertical axis turbine on the Magdalen Islands in the Gulf of the St. Lawrence. It was hooked directly into the Island's distribution system and supplied about 5% of the Island's electricity demand. The windmill collapsed in mid-July 1978 as a consequence of human error which led to the failure of its braking system. The rotor is now being rebuilt for re-installation.

Two other smaller prototypes provide 50 kW output and are installed and operating at Holyrood, Newfoundland and Swift Current, Saskatchewan. They are experimental installations with extensive instrumentation to measure blade stress, mechanical torque and performance monitoring. The inherent simplicity of the vertical axis wind turbine design could produce a reliable and low cost electrical power generating system.

vents forts pour ensuite tirer de l'énergie de ces sources en période de vent faible. Elles opèrent à seulement 20 à 30 % de leur capacité possible de 200 kW à 10 MW, mais font de plus en plus concurrence à d'autres formes de production d'énergie, surtout dans les collectivités éloignées, au fur à mesure qu'augmentent les coûts de production à partir du combustible Diesel.

Le Conseil national de recherches du Canada a lancé un programme de mise au point de grandes éoliennes à axe vertical dont l'exploitation se fera en conjonction avec les services publics actuels. La première de ce genre, la plus grande éolienne expérimentale installée aux îles de la Madeleine dans le golfe Saint-Laurent, mesurait 150 pieds (7,2 m) de hauteur et avait une capacité de 230 kW. Reliée directement au réseau de distribution de l'île, elle fournissait environ 5 % des besoins en électricité. En juillet 1978, elle s'écroulait, à la suite d'une erreur qui a entraîné le blocage de son système de freinage. Le rotor, une fois reconstruit, sera installé de nouveau.

Deux autres prototypes plus petits installés à Holyrood (T.-N.) et à Swift Current (Sask.) fournissent 50 kW. Il s'agit d'installations expérimentales dotées de nombreux dispositifs pour mesurer les contraintes exercées sur les lames, la torsion mécanique et le rendement. Grâce à la simplicité même de sa conception, l'éolienne à axe vertical pourrait se révéler un mode de production d'énergie électrique viable et peu coûteux.

RESEARCH AND DEVELOPMENT

During 1978 research expenditures related to the electric utility industry totalled over \$166 million. Of this amount approximately \$97 million was in research and related activity by Atomic Energy of Canada Limited (AECL) in support of the nuclear power program. A further \$60 million was spent by electric utilities on research programs. Federal R&D expenditures relating to electrical energy and to the fuels associated with its production totalled approximately \$6.3 million in addition to the nuclear expenditures noted above. Finally, a cooperative program managed by the Canadian Electrical Association and funded jointly with contributions from the federal government and the electric utilities spent approximately \$3.8 million in 1978.

The AECL program in nuclear power development includes work on developing fuels for future CANDU reactors with consideration of advanced fuel cycles including thorium and the re-cycling of irradiated fuels. Research efforts are also devoted to improving the reliability and safety of nuclear stations. In spite of the very high availability already achieved by CANDU units there are still strong economic incentives to make improvements. Non-destructive inspection techniques are being explored. Another important area of work involves continuing studies on material performance in reactors under intense radiation. Heavy water development continues to attract attention with the objectives of improving the performance of existing designs and to considering alternative methods of producing heavy water.

Ontario Hydro and Hydro Quebec both maintain substantial research laboratory facilities that undertake a variety of activities linked with the design and operating characteristics of the electric utility business. IREQ, the Hydro Quebec research facility, is located at Varennes, near Montreal. It concentrates a substantial fraction of its effort on high voltage transmission and related areas including corona effects, air insulation, behaviour of

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Au cours de 1978, les dépenses consacrées à la recherche dans l'industrie des services d'électricité ont dépassé 166 millions de dollars. De cette somme, environ 97 millions allaient à la recherche et à des activités connexes entreprises par L'Énergie atomique du Canada Limitée (L'E.A.C.L.) dans le cadre de la promotion du programme d'énergie nucléaire. De plus, les services électriques ont dépensé 60 millions en programmes de recherches. Les dépenses de recherche et de développement dans le domaine de l'énergie électrique et des combustibles utilisés dans sa production ont atteint environ 6,3 millions en plus de la somme déjà consacrée à l'énergie nucléaire. Enfin, le programme coopératif dirigé par l'Association canadienne de l'électricité est subventionné à la fois par des contributions du gouvernement fédéral et des services d'électricité à coûté environ 3,8 millions.

Le programme de mise en valeur de l'énergie nucléaire de L'E.A.C.L. comprend le travail de développement de combustibles pour les réacteurs CANDU éventuels et tient compte des cycles des combustibles perfectionnés y compris le thorium et le recyclage des combustibles irradiés. Les travaux de recherche portent également sur l'amélioration de la fiabilité et de la sûreté des centrales nucléaires. Malgré le très haut niveau de disponibilité déjà atteint par les groupes CANDU, de forts stimulants économiques ne cessent d'encourager l'apport d'améliorations. On étudie également des méthodes d'inspection non destructives. Les études permanentes sur le rendement des matériaux soumis à un fort rayonnement dans les réacteurs constituent un autre domaine d'intérêt important. Les travaux de développement s'intéressent toujours à la production d'eau lourde en vue d'améliorer le rendement des unités en place et d'étudier d'autres méthodes de production.

L'Hydro-Ontario et l'Hydro-Québec gèrent toutes deux d'importants laboratoires de recherche où ont lieu différentes activités liées à la conception et aux caractéristiques de fonctionnement des services publics.

contaminated insulators and other areas of design aimed at improving sub-station and transmission system equipment design and performance. IREQ has developed a five-year plan to maintain its present pace of activity in energy transmission, to intensify research in new forms of energy production, storage and utilization, and to create a nuclear fusion unit. An extensive testing program on electrical and other equipment is carried out both for the needs of Hydro Quebec and for outside clients. Research contracts have also been obtained from a number of organizations including American Electric Power, British Columbia Hydro, the Electric Power Research Institute (U.S.) and Environment Canada. Over 400 employees comprise the Institute's staff.

Ontario Hydro conducts a large and varied research activity centered on its Dobson Research Laboratories in Toronto with a staff of over 500. The research program covers all aspects of utility performance through divisions specializing in electrical, chemical, civil and mechanical engineering research. Many fields of study were covered in 1978 and this work resulted in significant improvements in power system reliability and efficiency. For example, in the nuclear field metallurgical studies were undertaken including the use of acoustic emission to improve the repair and maintainability of CANDU reactors. Metal behaviour under cycling loading conditions was explored to improve the life of boiler tubes in several plants. Increased power transmission limits were objects of work on compact high voltage and EHV transmission lines. In contribution to energy conservation, research was undertaken on heat pumps optimized for Canadian climate conditions, solar water heaters and thorough investigations of the efficiency of energy use in the home. Load management techniques were also explored.

Two other utilities have research divisions. Saskatchewan Power undertakes a variety of work designed to improve power plant efficiency and the utilization of coal for electricity generation. Several programs are underway on electric heating methods including the use of solar energy and the testing of off-peak furnaces. Wind energy, small hydro designs and uses of waste heat including greenhouse applications were also included in the program.

d'électricité. L'Hydro-Québec exploite l'IREQ, installation de recherche de 400 employés située à Varennes près de Montréal. Une grande partie de son travail consiste à étudier le transport à haute tension et les domaines connexes, y compris les effets de couronne, l'isolation à l'air, le comportement des isolateurs contaminés et autres aspects de la conception entreprise en vue d'améliorer l'élaboration et le rendement du matériel de transport et des postes. Le plan quinquennal de l'IREQ vise à maintenir son rythme actuel d'activité dans le transport d'énergie, accroître la recherche dans de nouvelles formes de production, de stockage et d'utilisation de l'énergie et créer un groupe de fusion nucléaire. Il mène également un important programme d'essai de matériel électrique et autres tant pour répondre aux besoins de l'Hydro-Québec que ceux de clients extérieurs ainsi que le démontrent les contrats de recherche entrepris à la demande d'un certain nombre d'organisations, notamment l'American Electric Power, la British Columbia Hydro, l'Electric Power Research Institute (É.-U.) et Environnement Canada.

Les 500 employés du Dobson Research Laboratories de l'Hydro-Ontario, à Toronto, travaillent à un programme de recherche important et varié abordant tous les aspects du rendement du service public grâce à ses divisions spécialisées en électricité, en chimie, en génie civil et mécanique. Les résultats obtenus d'un bon nombre des études terminées en 1978 ont donné lieu à d'importantes améliorations de la fiabilité et de l'efficacité du réseau. Par exemple, les études en métallurgie entreprises dans le domaine nucléaire comprenaient l'utilisation d'émissions acoustiques pour améliorer la réparation et l'entretien de réacteurs CANDU, ainsi que l'étude du comportement des métaux dans des conditions de chargement en vue d'améliorer la durée utile des tubes des chaudières dans plusieurs centrales. Les limites accrues de transport de l'énergie ont fait l'objet de recherches sur des lignes de transport compactes à tension élevée et à très haute tension. Les recherches entreprises sur des thermopompes améliorées et adaptées aux conditions canadiennes, sur les chauffe-eau solaires, sur l'efficacité de l'utilisation de l'énergie au foyer, ainsi que sur les méthodes de gestion de la puissance constituent une contribution aux économies d'énergie.

Construction will be completed in December 1979 on a \$15 million R&D Centre for B.C. Hydro. The facilities will include a high voltage laboratory for dielectric tests up to 500 kV, a distribution short-circuit testing facility and a general R&D laboratory for chemical, electrical, metallurgical, mechanical and civil engineering investigations. The Centre has a staff of 75 and an annual budget of about \$3 million.

The portions of the federal energy research program having particular relevance to electrical energy totalled \$6.3 million in 1978. Highlights included work on improved coal-firing and fluidized bed combustion, co-generation, geothermal studies and coal transportation. About \$1.2 million was committed to wind energy, advanced batteries, heat pumps and building lighting.

The Canadian Electrical Association R&D Program is a cooperative venture in which virtually all Canadian electric utilities participate. Since the program's inception in 1974 over 100 projects have been committed in areas of electrical transmission, generation, distribution and in utilization and conservation of electricity. Approximately 55 research contracts with a total value of about \$5 million were awarded in 1978. Many of the programs have shown potential to reduce operating costs, to improve efficiency or reliability of the equipment used to generate electricity and to deliver it to the ultimate customer. A further advantage of this program is to provide an opportunity for all electric utilities to participate in identifying research topics and managing the performance of studies. This participation is of particular value for utilities having no formal research program of their own.

In addition to the various programs reviewed above there are research activities carried out by equipment suppliers, in some cases with government support, and such R&D makes an important contribution in the improvement of equipment designs.

The longer term requirements are the following: to provide a larger fraction of total energy in the form of electricity; and to make greater use of renewable resources and the more abundant fuels for the production of electricity. These requirements make necessary expanded programs of research, development and

Deux autres services publics ont des divisions de recherche. La Saskatchewan Power entreprend une gamme de travaux visant à améliorer l'efficacité des centrales et l'utilisation du charbon dans la production d'électricité. Plusieurs programmes portent sur le chauffage électrique y compris l'utilisation d'énergie solaire et l'essai de chaudières pour périodes creuses. L'étude de l'énergie éolienne, la conception de petites centrales et l'utilisation de chaleur résiduelle, notamment dans ses modes d'emploi dans les serres, font également partie du programme.

La construction du Centre de recherche et de développement de la B.C. Hydro d'une valeur de 15 millions de dollars doit prendre fin en décembre 1979. Cette installation comprendra un laboratoire à haute tension pour tests diélectriques atteignant 500 kV, une installation de vérification sur les courts-circuits et un laboratoire général de recherche et de développement pour les travaux en chimie, en électricité, en métallurgie et en génie mécanique et civil. Le Centre compte 75 employés et dispose d'un budget annuel d'environ 3 millions de dollars.

En 1978, les sommes consacrées par le gouvernement fédéral à la recherche dans le domaine de l'énergie électrique, notamment sur l'amélioration de la combustion du charbon et des lits fluidisés, la production mixte, les études géothermiques et le transport du charbon, ont atteint 6,3 millions de dollars. Environ 1,2 million ont été consacrés à l'énergie éolienne, la conception de piles perfectionnées, les thermopompes et l'éclairage des édifices.

Le programme de recherche et de développement de l'Association canadienne de l'électricité est une entreprise coopérative lancée en 1974 et à laquelle participent presque tous les services publics d'électricité du pays. Depuis 1974, plus de 100 projets ont été entrepris dans le domaine du transport, de la production, de la distribution, de l'utilisation et de l'économie d'électricité. En 1978, quelque 55 contrats de recherche d'une valeur totale d'environ 5 millions de dollars ont été accordés. Plusieurs projets ont laissé entrevoir la possibilité de diminuer les frais d'exploitation, d'améliorer l'efficacité ou la fiabilité du matériel utilisé pour produire l'électricité et la livrer au consommateur. Le programme

demonstration with careful selection of priorities. Research has a role in helping to reduce capital costs for new facilities as well as to ensure thorough operation, maintenance and repair practices and to see that capital equipment achieves the highest possible service availability. Improved techniques for utilizing electricity will be increasingly necessary as electricity will be required to substitute for scarcer energy sources during the coming decades.

Construction continues on Gentilly 2 (on left side of photograph) which will have a capacity of 685 MW and is expected to be in service in 1981. The building on the right houses Gentilly 1, an experimental (266.3 MW) unit which uses boiling light water instead of the normal heavy coolant of standard CANDU designs.

La construction se poursuit à la centrale de Gentilly 2 (685 MW) dont la mise en service est prévue pour 1981. L'édifice de droite abrite Gentilly 1, groupe expérimental (266,3 MW) qui utilise de l'eau légère bouillante plutôt que le liquide de refroidissement lourd normalement utilisé dans les réacteurs CANDU.

présente également l'avantage de donner l'occasion à tous les services d'électricité de participer à l'identification de sujets de recherches et à la gestion du rendement des études. Les services publics non commanditaires d'un programme de recherches profitent particulièrement de cette participation.

En plus des divers programmes susmentionnés, certaines activités de recherche effectuées par les fournisseurs de matériel et appuyées par le gouvernement dans certains cas contribuent de façon importante à améliorer la conception du matériel.

Les besoins à long terme sont les suivants: fournir une plus grande part du total énergétique sous forme d'électricité et accroître l'utilisation des ressources renouvelables et des combustibles les plus abondants pour la production d'électricité. Ces besoins entraînent nécessairement l'expansion des programmes de recherche, de développement et de démonstration ainsi qu'un choix éclairé des questions prioritaires. Le rôle joué par la recherche contribue à réduire les dépenses de fonds consacrées à de nouvelles installations, assure l'adoption de bonnes méthodes d'exploitation, d'entretien et de réparation et voit à l'utilisation optimale de l'équipement lourd. Au fur et à mesure que l'électricité viendra remplacer des sources d'énergie raréfiées au cours des prochaines décennies, il faudra de plus en plus adopter des méthodes d'utilisation perfectionnées.





Hydro Quebec's Manic 5 generating station will be expanded to include 1 000 MW peaking capacity by 1985.

D'ici à 1985, la capacité de la centrale de Manic 5 de l'Hydro-Québec sera augmentée pour atteindre une charge de pointe de 1 000 MW.

ANNEX

APPENDICE

Table A1 Installed Capacity And Electrical Energy Consumption In Canada, 1920-1978*

Tableau A1 Capacité de production installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1978*

Year	Installed Capacity (MW)				Hydro	Total	Electrical Energy Consumption	Average Demand	Peak Demand	Generation Reserve	Load Factor	
	Conventional**	Nuclear	Sub-Total									
			Thermal	Hydro								
												Thermal
Année	Puissance installée (MW)				Hydro	Total	Consommation électrique d'énergie (GWh)	Demande moyenne (MW)	Demande de pointe (MW)	Production de réserve (MW)	Facteur de charge (%)	
	Classique	Nucléaire	Sous-total									
			Thermique	Hydro								
												Thermique
			(MW)				(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	
1920	300	--	300	1 700	2 000	--	--	--	--	--	--	--
1930	400	--	400	4 300	4 700	19 468	2 222	--	--	--	--	--
1940	500	--	500	6 200	6 700	33 062	3 774	--	--	--	--	--
1950	900	--	900	8 900	9 800	55 037	6 283	--	--	--	--	--
1955	2 100	--	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	15	74	
1960	4 392	--	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	25	72	
1961	5 072	--	5 072	19 019	24 091	110 950	12 666	18 353	5 738	24	69	
1962	5 609	20	5 629	19 338	24 967	116 135	13 257	18 937	6 030	24	70	
1963	6 180	20	6 200	20 101	26 301	121 510	13 871	20 783	5 518	21	67	
1964	6 694	20	6 714	20 313	27 027	133 949	15 291	22 516	4 511	17	68	
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	18	68	
1966	8 307	20	8 327	22 438	30 765	156 956	17 917	25 921	4 844	16	69	
1967	9 373	240	9 613	23 353	32 966	165 812	18 928	27 812	5 154	16	68	
1968	10 711	240	10 951	24 957	35 908	175 845	20 074	30 300	5 608	16	66	
1969	12 321	240	12 561	27 031	39 592	188 649	21 535	32 092	7 500	19	67	
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	201 298	22 979	34 592	8 234	19	66	
1971	14 504	1 570	16 075	30 601	46 676	211 492	24 143	35 720	10 956	23	68	
1972	15 318	2 126	17 444	32 500	49 944	229 692	26 220	38 921	11 023	22	67	
1973	17 711	2 400	20 111	34 266	54 376	248 013	28 311	42 699	11 677	21	66	
1974	18 085	2 666	20 751	36 779	57 530	266 244	30 393	42 528	15 002	26	72	
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 382	30 295	46 187	15 165	25	66	
1976	23 442	3 466	26 908	39 488	66 396	284 214	32 445	49 537	16 859	25	65	
1977	24 652	5 066	29 718	40 810	70 528	299 588	34 200	52 001	18 527	26	64	
1978(5)	26 328	5 866	32 194	42 374	74 568	316 161	36 091	55 361	19 207	26	65	

(1) Figures for 1955 and earlier are approximate as they have been computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for own use. Sources: For 1920-55 Canadian Energy Prospects (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957. For 1956-78, Statistics Canada Publication 57-202.

Average Demand = Energy Consumption - 8,760 (hrs/yr).

Source: Statistics Canada Publication 57-204.

(2) Generation Reserve Data is based on capacity. These figures differ from those presented by Statistics Canada Publication 57-204 as latter are based on capability.

(3) Load Factor = Average Demand - Peak Demand.

(4) Preliminary Data.

Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.

Details Provided in Table A2.

(1) Les chiffres de 1920 à 1955 sont approximatifs car ils ont été compilés à partir des données recueillies par Statistique Canada pour les centrales dont la production d'énergie est destinée à la vente auxquelles viennent s'ajouter les données des centrales dont la production sert à leur propre usage. Sources: De 1920 à 1955, Perspectives économiques du Canada (Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada), John Davis, 1957. De 1956 à 1976, Publication n° 57-202, Statistique Canada.

(2) Demande moyenne = consommation d'énergie:- 8 760 (heures/année).

(3) Source: Publication n° 57-204, Statistique Canada.

(4) Les données sur la production de réserve sont fondées sur la puissance. Ces chiffres ne correspondent pas à ceux que donne la publication n° 57-204 de Statistique Canada qui sont fondés sur la possibilité de production.

(5) Facteur de charge = demande moyenne:- demande de pointe.

(6) Données préliminaires.

* Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

** Les détails se trouvent au tableau A2.

Province	Conventional Thermal			Nuclear	Hydro	Total	% of Total Generation	Generated By	
	Coal	Oil	Gas					Utilities	Industrial Establishments
	Produite par								
	Charbon	Pétrole	Gaz		Hydro- électrique	Total	% de la production totale	Services d'électri- cité	Établissements industriels
Newfoundland/ Terre-Neuve	-	861	-	-	44 044	44 905	13.4	44 365	540
Prince Edward Island/ île-du-Prince-Edward	-	209	-	-	-	209	0.1	209	-
Nova Scotia/ Nouvelle-Écosse	1 051	4 309	-	-	772	6 132	1.8	5 651	481
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick	414	5 255	-	-	2 033	7 703	2.3	7 103	599
Quebec/Québec	-	494	10	-22	85 442	85 924	25.6	67 328	18 596
Ontario	25 640	1 812	6 108	29 464	39 170	102 194	30.4	97 646	4 548
Manitoba	440	45	5	-	16 983	17 473	5.2	17 400	74
Saskatchewan	5 055	25	1 215	-	2 548	8 843	2.6	8 444	399
Alberta	13 146	35	4 072	-	1 831	19 083	5.7	18 417	666
British Columbia/ Colombie-Britannique	-	1 037	788	-	40 612	42 437	12.6	29 937	12 500
Yukon	-	45	-	-	324	369	0.1	351	18
Northwest Territories/ Territoires du N.-O.	-	108	-	-	275	384	0.1	358	25
CANADA	46 988	13 209	11 982	29 442	234 034	335 654	100.0	297 208	38 446

* Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding.

* Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

Source: Statistics Canada.

Source: Statistique Canada.

Table A3 Conventional Thermal Capacity By Principal Fuel Type. Preliminary Figures As At Dec. 31, 1978* (MW)

Tableau A3 Capacité thermique classique par principal type de combustible, données préliminaires au 31 décembre 1978*(MW)

	Steam					Gas Turbine				Internal Combustion				All Conventional Thermal					
	Vapeur					Turbine à gaz				Combustion interne				Toutes les sources d'énergie thermique classiques					
	Coal Charbon	Oil Pétrole	Gas Gaz	Other Autres	** Total	Oil Pétrole	Gas Gaz	Total	Total	Oil Pétrole	Gas Gaz	Total	Total	Coal Charbon	Oil Pétrole	Gas Gaz	Other Autres	** Total	Total
Newfoundland/ Terre-Neuve	-	353	-	-	353	170	-	170	72	72	-	-	72	-	595	-	-	-	595
Prince Edward Island/ Île-du- Prince-Édouard	-	71	-	-	71	41	-	41	7	7	-	-	7	-	119	-	-	-	119
Nova Scotia/ Nouvelle-Écosse	331	804	-	29	1 164	205	-	205	1	1	-	-	1	331	1 010	-	29	1 370	
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick	131	1 523	-	-	1 654	23	-	23	5	5	-	-	5	131	1 551	-	-	1 682	
Quebec/Québec	-	646	4	5	655	162	-	162	77	77	-	-	77	-	885	4	5	894	
Ontario	8 763	2 298	1 437	68	12 566	451	-	451	4	6	10	18	10	8 763	2 753	1 443	68	13 027	
Manitoba	419	24	4	-	447	24	-	24	18	-	-	-	18	419	66	4	-	489	
Saskatchewan	893	-	171	21	1 085	-	-	147	11	11	-	-	11	893	11	318	21	1 243	
Alberta	2 869	-	1 186	65	4 120	-	-	294	11	35	46	11	46	2 869	11	1 515	65	4 460	
British Columbia/ Colombie- Britannique	-	1 005	63	251	1 319	234	62	296	114	12	126	-	126	-	1 353	137	251	1 741	
Yukon	-	-	-	-	-	-	-	-	43	-	43	-	43	-	43	-	-	43	
Northwest Territories/T.N.-O.	-	1	-	-	1	2	-	2	115	-	115	-	115	-	118	-	-	118	
Sub Total/Total	13 406	6 725	2 865	439	23 435	1 312	503	1 815	478	53	531	13 406	8 515	3 421	439	25 781			
Plants Not Listed By Province/ Installations sans précision de province	-	8	301	-	309	4	195	199	39	-	39	-	39	-	50	497	-	547	
CANADA	13 406	6 733	3 166	439	23 744	1 316	698	2 014	517	53	570	13 406	8 565	3 918	439	26 328			

Totals may not correspond to the sum of the elements due to rounding. *

Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

** Mainly wood wastes and black liquor.

Principalement des résidus de bois et des liqueurs résiduelles.

TABLE 1

TABLE 1

Table A4 (continued)

Tableau A4 (suite)

PROVINCE	YEAR	PROVINCIAL/PROVINCIALES										NET EXPORTS TO U.S.A. EXPORTATIONS NETTES AUX ÉTATS-UNIS		
		GENERATION IN PROVINCE	EXPORTS	IMPORTS	NET EXPORTS	EXPORTS TO U.S.A.	IMPORTS FROM U.S.A.	NET EXPORTS TO U.S.A.	TOTAL PROVINCIAL SUPPLY	PROVINCIAL GENERATION	% OF % OF	NET EXPORTS CANADIAN TOTAL	% OF % OF	NET EXPORTS CANADIAN TOTAL
ANNÉE		PRODUCTION PAR PROVINCE	EXPORTATIONS	IMPORTATIONS	EXPORTATIONS NETTES	EXPORTATIONS AUX ÉTATS-UNIS	IMPORTATIONS DES ÉTATS-UNIS	EXPORTATIONS NETTES AUX ÉTATS-UNIS	PROVINCIAL TOTAL	PROVINCIAL % DE LA PRODUCTION	PROVINCIAL % DES EXPORTATIONS CANADIENNES	TOTALES		TOTALES
Saskatchewan	1978	8 843	910	790	120	-	-	-	8 723	-	-	-	-	-
	1977	8 390	958	650	308	-	-	-	8 082	-	-	-	-	-
	1976	7 515	795	658	137	-	-	-	7 378	-	-	-	-	-
Alberta	1978	19 083	279	228	51	-	2	-2	19 034	-*	-*	-*	-*	-*
	1977	17 756	398	143	255	-	2	-2	17 503	-*	-*	-*	-*	-*
	1976	15 779	119	430	-311	-	2	-2	16 093	-*	-*	-*	-*	-*
British Columbia/ Colombie- Britannique	1978	42 437	229	279	-50	3 706	1 242	2 464	40 024	6	13	13	13	13
	1977	43 124	143	398	-255	5 457	611	4 846	38 532	11	29	29	29	29
	1976	38 543	430	119	311	2 874	1 081	1 793	36 439	5	19	19	19	19
Yukon	1978	369	-	-	-	-	-	-	369	-	-	-	-	-
	1977	367	-	-	-	-	-	-	367	-	-	-	-	-
	1976	307	-	-	-	-	-	-	307	-	-	-	-	-
NWT/T.N.-O	1978	384	-	-	-	-	-	-	384	-	-	-	-	-
	1977	370	-	-	-	-	-	-	370	-	-	-	-	-
	1976	366	-	-	-	-	-	-	366	-	-	-	-	-
CANADA	1978	335 654	-	-	-	21 593	2 099	19 494	316 161	6	100	100	100	100
	1977	316 592	-	-	-	19 809	2 758	17 051	299 540	5	100	100	100	100
	1976	293 367	-	-	-	12 599	3 138	9 461	284 150	3	100	100	100	100

Totals may not add up to the sum of the elements due to rounding.

* Quantité négligeable.

** Les totaux peuvent ne pas correspondre à la somme des éléments à cause de l'arrondissement des nombres.

Sources: Statistics Canada Publication 57-202 for 1976-77, 57-001 for 1978.

Sources: Publications n. 57-202 pour 1976-1977 et 57-001 pour 1978, Statistique Canada.

ble A5 Generation Capacity
By Type

Tableau A5 Capacité de production
par type

(MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE À GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
------	-----------------	------------------------------	-----------------------------------	----------------------	------------------------------------	---------------------------	-------

Newfoundland and Labrador

Terre-Neuve et Labrador

TOTAL (END/FIN 1977)	352.60	170.39	72.06	0.00	595.05	6375.77	6970.62
ADDITIONS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1978)	352.60	170.39	72.06	0.00	595.05	6375.77	6970.62
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	75.00	75.00
1981.	0.00	25.00	0.00	0.00	25.00	0.00	25.00
TOTAL	502.60	195.39	72.06	0.00	770.05	6450.77	7220.62

Prince Edward Island

Île-du-Prince-Édouard

TOTAL (END/FIN 1977)	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24
ADDITIONS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1978)	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL	70.50	40.85	6.89	0.00	118.24	0.00	118.24

Nova Scotia

Nouvelle-Écosse

TOTAL (END/FIN 1977)	1163.53	205.00	1.17	0.00	1369.70	159.90	1529.60
ADDITIONS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	200.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	200.00	200.00
TOTAL (END/FIN 1978)	1163.53	205.00	1.17	0.00	1369.70	359.90	1729.60
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
1980.	150.00	0.00	0.00	0.00	150.00	0.00	150.00
TOTAL	1463.53	205.00	1.17	0.00	1669.70	359.90	2029.60

New Brunswick

Nouveau-Brunswick

TOTAL (END/FIN 1977)	1654.38	23.38	4.81	0.00	1682.57	679.88	2362.45
ADDITIONS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1978)	1654.38	23.38	4.81	0.00	1682.57	679.88	2362.45
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	200.00	0.00	0.00	0.00	200.00	220.00	420.00
1980.	0.00	0.00	0.00	630.00	630.00	0.00	630.00
TOTAL	1854.38	23.38	4.81	630.00	2512.57	899.88	3412.45

Table A5 (continued)

Tableau A5 (suite)

(MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLÉAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ÉLECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ÉLECTRIQUE	TOTAL
------	-----------------	------------------------------	-----------------------------------	----------------------	------------------------------------	---------------------------	-------

Quebec

Québec

TOTAL (END/FIN 1977)	655.25	162.00	76.98	266.40	1160.63	15025.87	16186.50
ADDITIONS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	453.90	453.90
ADDITIONS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	453.90	453.90
TOTAL (END/FIN 1978)	655.25	162.00	76.98	266.40	1160.63	15479.77	16640.40
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	0.00	284.32	18.00	0.00	302.32	1332.00	1634.32
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1332.00	1332.00
1981.	0.00	0.00	0.00	685.00	685.00	1998.00	2683.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1242.00	1242.00
1983.	0.00	0.00	6.00	0.00	6.00	1536.00	1542.00
1984.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2243.00	2243.00
1985.	0.00	0.00	6.00	0.00	6.00	1574.00	1580.00
1986.	0.00	0.00	6.00	0.00	6.00	966.00	972.00
1987.	0.00	0.00	6.00	0.00	6.00	1704.00	1710.00
1988.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1020.00	1020.00
TOTAL	655.25	446.32	118.98	951.40	2171.95	30426.77	32598.72

Ontario

Ontario

TOTAL (END/FIN 1977)	11565.96	450.64	10.10	4800.00	16826.70	7084.00	23910.70
ADDITIONS (1978)	1000.00	0.00	0.00	800.00	1800.00	0.00	1800.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1978)	1000.00	0.00	0.00	800.00	1800.00	0.00	1800.00
TOTAL (END/FIN 1978)	12565.96	450.64	10.10	5600.00	18626.70	7084.00	25710.70
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1980.	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	300.00
1981.	0.00	0.00	0.00	1080.00	1080.00	0.00	1080.00
1982.	0.00	0.00	0.00	540.00	540.00	54.00	594.00
1983.	0.00	0.00	0.00	1340.00	1340.00	0.00	1340.00
1984.	200.00	0.00	0.00	800.00	1000.00	0.00	1000.00
1985.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1986.	0.00	0.00	0.00	1700.00	1700.00	0.00	1700.00
1987.	0.00	0.00	0.00	1700.00	1700.00	0.00	1700.00
1988.	200.00	0.00	0.00	0.00	200.00	0.00	200.00
1989.	0.00	0.00	0.00	900.00	900.00	0.00	900.00
1990.	0.00	0.00	0.00	900.00	900.00	0.00	900.00
TOTAL	13265.96	450.64	10.10	14560.00	28286.70	7138.00	35

Manitoba

Manitoba

TOTAL (END/FIN 1977)	447.00	23.80	18.37	0.00	489.17	2702.10	3191.27
ADDITIONS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	476.00	476.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	476.00	476.00
TOTAL (END/FIN 1978)	447.00	23.80	18.37	0.00	489.17	3178.10	3667.27
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	448.00	448.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1983.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1984.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1985.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1986.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1987.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	351.00	351.00
1988.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	468.00	468.00
1989.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	351.00	351.00
TOTAL	447.00	23.80	18.37	0.00	489.17	4796.10	5285.27

Saskatchewan

Saskatchewan

TOTAL (END/FIN 1977)	1085.15	147.28	10.85	0.00	1243.28	566.88	1810.16
ADDITIONS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITIONS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1978)	1085.15	147.28	10.85	0.00	1243.28	566.88	1810.16
ADDITIONS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1980.	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	300.00
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1982.	300.00	0.00	0.00	0.00	300.00	0.00	300.00
TOTAL	1685.15	147.28	10.85	0.00	1843.28	566.88	2410.16

Table A5 (continued)

Tableau A5 (suite)

(MW)	STEAM VAPEUR	GAS TURBINE TURBINE A GAZ	INTERNAL COMBUSTION INTERNE	NUCLEAR NUCLEAIRE	TOTAL THERMAL THERMO-ELECTRIQUE	HYDRO HYDRO-ELECTRIQUE	TOTAL
------	-----------------	------------------------------	-----------------------------------	----------------------	------------------------------------	---------------------------	-------

Alberta

TOTAL (END/FIN 1977)	3535.38	211.30	46.01	0.00	3792.69	718.30	4510.99
ADDITICNS (1978)	565.00	83.00	0.00	0.00	668.00	0.00	668.00
ADDITICNS (NET/NETTE 1978)	585.00	83.00	0.00	0.00	668.00	0.00	668.00
TOTAL (END/FIN 1978)	4120.38	294.30	46.01	0.00	4460.69	718.30	5178.99
ADDITICNS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	165.00	33.00	0.00	0.00	198.00	0.00	198.00
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1981.	750.00	0.00	0.00	0.00	750.00	0.00	750.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1983.	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	375.00
1984.	375.00	0.00	0.00	0.00	375.00	0.00	375.00
1985.	750.00	0.00	0.00	0.00	750.00	0.00	750.00
1986.	750.00	0.00	0.00	0.00	750.00	0.00	750.00
TOTAL	7285.38	327.30	46.01	0.00	7658.69	718.30	8376.99

Alberta

British Columbia

TOTAL (END/FIN 1977)	1319.33	295.74	126.06	0.00	1741.19	7391.78	9132.97
ADDITICNS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	434.00	434.00
ADDITICNS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	434.00	434.00
TOTAL (END/FIN 1978)	1319.33	295.74	126.06	0.00	1741.19	7825.78	9566.97
ADDITICNS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	0.00	53.90	0.00	0.00	53.90	350.00	403.90
1980.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1257.50	1257.50
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1982.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1983.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1350.00	1350.00
1984.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	450.00	450.00
TOTAL	1319.33	349.64	126.06	0.00	1795.09	11233.28	13028.37

Colombie-Britannique

Yukon

TOTAL (END/FIN 1977)	0.00	0.00	42.87	0.00	42.87	58.14	101.01
ADDITICNS (1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
ADDITICNS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTAL (END/FIN 1978)	0.00	0.00	42.87	0.00	42.87	58.14	101.01
ADDITICNS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	0.00	0.00	.50	0.00	.50	0.00	.50
1980.	0.00	0.00	3.00	0.00	3.00	0.00	3.00
1981.	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00	10.00
TOTAL	0.00	0.00	46.37	0.00	46.37	68.14	114.51

Yukon

Northwest Territories

TOTAL (END/FIN 1977)	.60	1.50	106.80	0.00	108.90	47.36	156.26
ADDITICNS (1978)	0.00	0.00	7.50	0.00	7.50	0.00	7.50
ADDITICNS (NET/NETTE 1978)	0.00	0.00	7.50	0.00	7.50	0.00	7.50
TOTAL (END/FIN 1978)	.60	1.50	114.30	0.00	116.40	47.36	163.76
ADDITICNS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	0.00	0.00	1.60	0.00	1.60	0.00	1.60
1980.	0.00	0.00	2.50	0.00	2.50	0.00	2.50
1981.	0.00	0.00	1.40	0.00	1.40	0.00	1.40
TOTAL	.60	1.50	119.80	0.00	121.90	47.36	169.26

Territoires du Nord-Ouest

Canada

TOTAL (END/FIN 1977)	21849.74	1731.87	522.97	5066.40	29170.98	40809.97	69980.95
PLANTS NOT LISTED BY PROVINCE	309.20	199.05	38.90	0.00	547.15	0.00	547.15
ADDITICNS (1978)	1585.00	83.00	7.50	800.00	2475.50	1563.90	4039.40
ADDITICNS (NET/NETTE 1978)	1585.00	83.00	7.50	800.00	2475.50	1563.90	4039.40
TOTAL (END/FIN 1978)	23743.94	2013.92	569.37	5866.40	32193.63	42373.87	74567.50
ADDITICNS (PROPOSED/PROPOSEES)							
1979.	665.00	371.22	20.10	0.00	1056.32	2350.00	3406.32
1980.	750.00	0.00	5.50	630.00	1385.50	2664.50	4050.00
1981.	750.00	25.00	1.40	1765.00	2541.40	2008.00	4549.40
1982.	300.00	0.00	0.00	540.00	840.00	1296.00	2136.00
1983.	375.00	0.00	6.00	1340.00	1721.00	2886.00	4607.00
1984.	575.00	0.00	0.00	800.00	1375.00	2693.00	4068.00
1985.	750.00	0.00	6.00	0.00	756.00	1574.00	2330.00
1986.	750.00	0.00	6.00	1700.00	2456.00	966.00	3422.00
1987.	0.00	0.00	6.00	1700.00	1706.00	2055.00	3761.00
1988.	200.00	0.00	0.00	0.00	200.00	1488.00	1688.00
1989.	0.00	0.00	0.00	900.00	900.00	351.00	1251.00
1990.	0.00	0.00	0.00	900.00	900.00	0.00	900.00
TOTAL	29858.94	2410.14	620.37	10141.40	48030.65	62705.37	110736.22

Canada

Table A6 Installed Generating Capacity Expansion In Canada By Station Major 1978 Additions And Projected 1979-1990

Tableau A6 Expansion de la capacité de production installée au Canada, par centrales principales additions en 1978 et projetées pour 1979-1990

Province/Station	Type*	Additions in 1978	Proposed additions	Proposed plant capacity	Province/Centrale
		Additions en 1978	Additions prévues	Puissance proposée de la centrale	
		(MW)	(MW)	(MW)	
Newfoundland					Terre-Neuve
Hind's Lake	H	--	75(1980)	75.00	Hind's Lake
Holyrood	S(O)	--	150(1979)	450.00	Holyrood
Port aux Basques	GT	--	25(1981) ---	25.00	Port aux Basques
Prince Edward Island	--	--	---	--	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia					Nouvelle-Écosse
Lingan	S(C)	--	150(1979) 150(1980)	300.00	Lingan
Wreck Cove	H	200		200.00	Wreck Cove
New Brunswick					Nouveau-Brunswick
Dalhousie	S(OC)	--	200(1979)	300.00	Dalhousie
Mactaquac	H	--	2 x 110(1979)	637.80	Mactaquac
Point Lepreau	N	--	530(1980)	630.00	Pointe- Lepreau
Quebec					Québec
Delaney	H		2 x 255(1986) 4 x 255(1987) 4 x 255(1988)	2 550.00	Delaney
Gentilly 2	N	--	685(1981)	685.00	Gentilly 2
Îles-de-la-Madeleine	IC		3 x 6(1979) 6(1983) 6(1985) 6(1986) 6(1987)	42.00	Îles-de-la-Madeleine
La Citière	GT	--	4 x 71.08(1979)	284.32	La Citière
La Grande -- LG-1	H	--	4 x 114(1986) 6 x 114(1987)	1 140.00	La Grande -- LG-1
LG-2	H	--	4 x 333(1979) 4 x 333(1980)		LG-2
LG-3	H	--	6 x 333(1981) 2 x 333(1982)	5 328.00	LG-3
LG-4	H	--	3 x 192(1982) 8 x 192(1983) 1 x 192(1984)	2 304.00	LG-4
Manic 5	H	--	7 x 293(1984) 2 x 293(1985)	2 637.00	Manic 5
Outardes 2	H	454	4 x 247(1985)	2 280.00	Outardes 2
				454.00	
Ontario					Ontario
Atikokan	S(C)	--	100(1984) 100(1988)	400.00	Atikokan
Bruce A	N	800		3 248.00	Bruce A
Bruce B	N	--	800(1983) 800(1984) 800(1986) 800(1987)	3 200.00	Bruce B
Darlington	N	--	900(1986) 900(1987) 900(1989) 900(1990)	3 600.00	Darlington
Nanticoke	S(C)	1 000		4 000.00	Nanticoke
Pickering B	N	--	2 x 540(1981) 540(1982) 540(1983)	2 160.00	Pickering B
St. Mary's	H	--	3 x 18(1982)	54.00	St. Mary's
Thunder Bay	S(C)	--	2 x 150(1980)	400.00	Thunder Bay

Table A6 (continued)

Tableau A6 (suite)

Province/Station	Type*	Additions in 1978	Proposed additions	Proposed plant capacity	Province/Centrale
		Additions en 1978	Additions prévues	Puissance proposée de la centrale	
		(MW)	(MW)	(MW)	
Manitoba					Manitoba
Jenpeg	H	84.00	2 x 28(1979)	168.00	Jenpeg
Limestone	H	--	3 x 117(1987) 4 x 117(1988)		Limestone
Long Spruce	H	392.00	3 x 117(1989) 4 x 98(1979)	1 170.00 980.00	Long Spruce
Saskatchewan					Saskatchewan
Poplar River	S(C)	--	300(1980) 300(1982)	600.00	Poplar River
Alberta					Alberta
Battle River	S(C)	--	375(1981)	737.00	Battle River
Clover Bar	S(G)	--	165(1979)	660.00	Clover Bar
Genesee	S(C)	--	375(1985) 375(1986)	750.00	Genesee
Keephills	S(C)	--	375(1983) 375(1984)	750.00	Keephills
Sheerness	S(C)	--	375(1985) 375(1986)	750.00	Sheerness
Sundance	S(C)	375	375(1981)	2 100.00	Sundance
Syncrude	S(G)	210			Syncrude
	GT	50		260.00	
Medicine Hat	GT	33	33.(1979)	138.50	Medicine Hat
British Columbia					Colombie-Britannique
Gordon M Shrum	H	--	300(1980)	2 416.00	Gordon M Shrum
Keogh	GT	--	53.90(1979)	94.40	Keogh
Mica Dam	H	434.00		1 736.00	Mica Dam
Peace Canyon	H	--	2 x 175(1979) 2 x 175(1980)	700.00	Peace Canyon
Revelstoke	H	--	3 x 450(1983) 450(1984)	1 800.00	Revelstoke
Seven Mile	H	--	3 x 202.5(1980)	607.50	Seven Mile
Northwest Territories					Territoires du Nord-Ouest
Pine Point	IC	7.50		10.00	Pine Point
Various Communities	IC	--	1.60(1979)	1.60	Différentes collectivités
Various Communities	IC	--	2.50(1980)	2.50	Différentes collectivités
Various Communities	IC	--	1.40(1981)	1.40	Différentes collectivités
Yukon Territory					Yukon
Dawson City	IC	--	0.50(1979)	2.80	Dawson City
Whitehorse	IC	--	3.0(1980)	23.82	Whitehorse
Whitehorse Rapids	H	--	10(1981)	29.39	Whitehorse Rapids

LEGEND

*

LÉGENDE

TYPE

Hydro	H	Hydro-électrique
Steam	S	Vapeur
Nuclear	N	Nucléaire
Internal Combustion	IC	Combustion interne
Gas Turbine	GT	Turbine à gaz
Oil-Fired	(O)	Au mazout
Coal	(C)	Au charbon

SELECTED BIBLIOGRAPHY

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered from:

Statistics Canada
Ottawa, Ontario
Canada
K1A 0T6

Electric Power Statistics, Volume I - Annual Electric Power Survey of Capability and Load (Catalogue No. 57-204)

Presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 millions kWh or more per annum during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II -- Annual Statistics (Catalogue No. 57-202)

Includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III - Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment (Catalogue No. 57-206)

Provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW, on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue NO. 57-001)

Presents, on a monthly basis preliminary electrical energy statistics.

BIBLIOGRAPHIE DE PUBLICATIONS CHOISIES

Les lecteurs désireux d'obtenir des données statistiques additionnelles peuvent demander les publications suivantes, en anglais et français, préparées par la Division des industries manufacturières et primaires, Statistique Canada. Les commandes, doivent être adressées à:

Statistique Canada
Ottawa, (Ont.)
K1A 0T6
Canada

Statistique de l'énergie électrique, volume I. -- "Enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux" (n° de catalogue 57-204)

présente les résultats de l'enquête annuelle sur la puissance maximale sur la charge des réseaux et traite tous les producteurs d'énergie électrique du Canada qui produisent ou produiront 20 millions de kWh ou plus par année cours de la période de prévision.

Statistique de l'énergie électrique, volume II. -- "Statistiques annuelles" (n° catalogue 57-202)

comprend diverses données statistiques annuelles relatives aux services d'électricité et aux établissements industriels, notamment la puissance installée, la production, l'approvisionnement et l'utilisation, le nombre d'abonnés, les revenus, les transferts d'énergie, les services aux résidents et aux fermes ainsi que les réseaux de transport. Sont également incluses pour les services d'électricité, les données statistiques relatives aux combustibles, aux employés, aux traitements et salaires, aux actifs passifs, aux comptes de revenu, aux impôts et aux frais d'établissement d'entretien.

Statistique de l'énergie électrique, volume III. -- "Inventaire des moteurs primaires des génératrices électriques" (n° catalogue 57-206)

Electricity Bills for Domestic, Commercial
Small Power Service (Catalogue No.
57-203)

Based on the rate schedules supplied by
the power companies and municipalities
responsible for the distribution of
electrical energy in the cities and
towns covered in an annual survey.
Monthly bills are computed to show the
revenue according to the distributors
from the sale of definite quantities of
electricity used for specific purposes.

Monthly Energy Supply and Demand in Canada
(Catalogue No. 57-207)

Energy balance sheets in both natural
units and B.T.U.'s for 16 fuel types by
region. Each balance sheet shows data
on production, imports, exports,
interregional movements, conversion from
one energy form to another, and
consumption by 10 consuming sectors.

The following publications are available at
Canadian Government Bookstores, or from OECD
Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75
Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and
Development, Survey by the Energy Division,
Annual Survey of Electric Power Equipment,
Situation and Prospects

Combines the results of two studies
carried out by the OECD:

- Survey of the Energy Division in
the development of capital
equipment in the electricity
supply industry and its technical
characteristics (Part One)
- Survey of the Special Committee
for Machinery on the trends of
deliveries, orders on hand and
production capacity of European
manufacturers of heavy equipment
for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the
situation as of January 1st and give an
indication of trends for the next five
years.

Organization for Economic Cooperation and
Development, Energy Division, The
Electricity Supply Industry

présente une énumération annuelle
détaillée des moteurs primaires et des
génératrices électriques de plus de 500
kW.

Statistique de l'énergie électrique, mensuel
(n° de catalogue 57-001)

présente chaque mois les statistiques
préliminaires relatives à l'énergie
électrique.

"Facture d'électricité pour les services
domestique, commercial et à la petite
industrie" (n° de catalogue 57-203)

se base sur des échelles de tarifs
fournies par les producteurs
d'électricité et les municipalités
responsables de la distribution de
l'énergie électrique dans les grandes
villes et les municipalités qui font
l'objet d'une enquête annuelle. Les
factures mensuelles sont calculées de
façon à montrer le revenu retiré, selon
les distributeurs, de la vente de
quantités définies d'électricité
utilisées à des fins précises.

"Disponibilité et écoulement d'énergie au
Canada" (n° de catalogue 57-207)

bilans énergétiques en unités naturelles
et en B.T.U. pour 16 combustibles
différents, par région. Chaque bilan
fournit des données sur la production,
les importations, les exportations, les
transferts d'énergie d'une région à
l'autre, la conversion d'une forme
d'énergie à une autre et la consommation
selon dix secteurs de consommation.

Les publications suivantes sont en vente aux
librairies du gouvernement du Canada ou au
Bureau des publications de l'O.C.D.E., 2,
rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organisation de coopération et de
développement économiques, Enquête de la
Division de l'énergie, "Enquête annuelle sur
l'équipement électrique". Situation et
perspective

combine les résultats de deux études
exécutées par l'O.C.D.E. soit:

une enquête de la Division de
l'énergie sur le développement de
l'équipement lourd et de ses
caractéristiques techniques dans

Annual general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last two years and provides an outlook for the following five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, Statistics of Energy

Presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in consolidated and comparable form.

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utilities or government agencies.

Magazines

Electrical World

The March 15 issue each year provides information on utility capital costs for the previous years, and forecast for the current year, based on a survey of the utilities in the United States and Canada.

l'industrie de l'électricité (Partie I)

une enquête de la Commission spéciale du matériel sur les tendances de ventes, des commandes en main et de la capacité de production de fabricants européens de matériel lourd de centrales (Partie II).

Ces deux enquêtes complémentaires présentent la situation au 1^{er} janvier et donnent une indication de tendances pour les cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de l'énergie, "L'industrie de l'électricité"

présente une revue générale chaque année de l'industrie de l'électricité dans les pays de l'O.C.D.E. au cours des deux dernières années et une perspective des cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de la statistique économique et des comptes nationaux, "Statistique de l'énergie"

présente annuellement un ensemble de statistiques fondamentales sur la production, le commerce, la consommation, etc., de chaque source d'énergie selon une séquence normalisée de façon à présenter une forme unifiée et comparable.

Il est en outre possible d'obtenir des renseignements plus détaillés sur des pays étrangers en s'adressant aux services d'électricité, aux organisations et aux organismes gouvernementaux de chaque pays.

Revues

"Electrical World"

Chaque année, le numéro du 15 mars donne des renseignements sur les dépenses de capitaux des services publics pour les années précédentes ainsi que des prévisions pour l'année en cours à partir des résultats d'une enquête menée sur les services publics américains et canadiens.



Energy, Mines and
Resources Canada

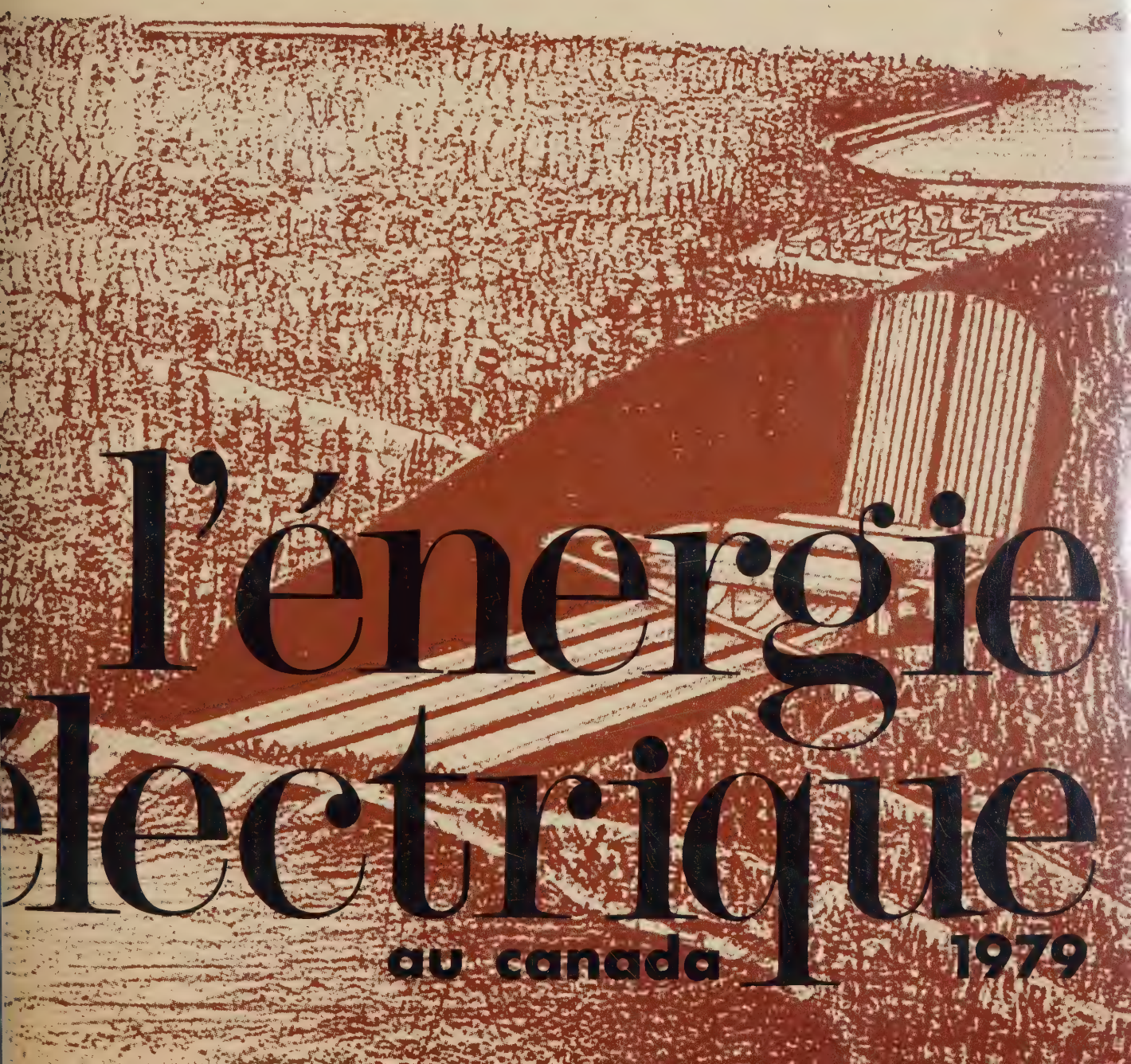
Energie, Mines et
Ressources Canada

CAI
MT 51
- S22

Government
Publications

electric power

in canada • 1979



l'énergie électrique

au canada 1979

Cover:

Sketch of Hydro Quebec's
LG-2 Station - part of the James
Bay development.

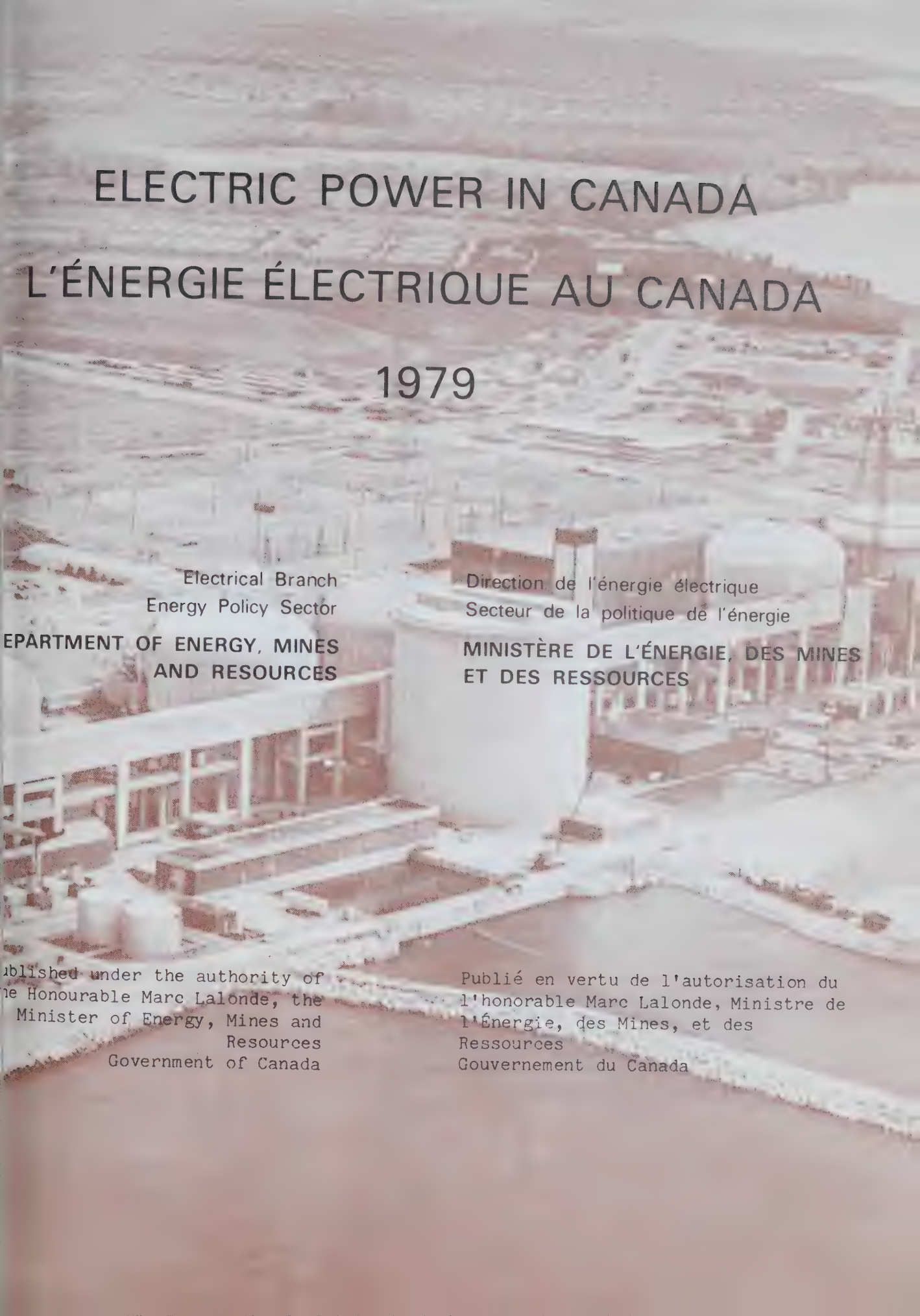
Couverture:

Croquis de la centrale LG-2
d'Hydro-Québec, construit
dans le cadre de l'aménagement
de la baie James

Photographs provided through
the courtesy of:

Photos gracieusement de:

Alberta Power
Edmonton Power
Hydro-Québec
Ontario Hydro/Hydro Ontario
Manitoba Hydro
New Brunswick Electric Power Commission/
Commission d'énergie électrique du
Nouveau Brunswick
Newfoundland and Labrador Hydro
Nova Scotia Power Corporation



ELECTRIC POWER IN CANADA

L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE AU CANADA

1979

Electrical Branch
Energy Policy Sector

DEPARTMENT OF ENERGY, MINES
AND RESOURCES

Direction de l'énergie électrique
Secteur de la politique de l'énergie

MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE, DES MINES
ET DES RESSOURCES

Published under the authority of
the Honourable Marc Lalonde, the
Minister of Energy, Mines and
Resources
Government of Canada

Publié en vertu de l'autorisation du
l'honorable Marc Lalonde, Ministre de
l'Énergie, des Mines, et des
Ressources
Gouvernement du Canada

Minister of Supply and Services
Canada 1980

Cat. No. M23-14/80-7

ISBN 0-662-51056-9

Ministre des Approvisionnements
et Services Canada 1980

N° de cat. M23-14/80-7

ISBN 0-662-51056-9

◀ *Pickering Nuclear Power Station is located on Lake Ontario east of Toronto. The Pickering B addition is shown to the right of the existing Pickering A station. These new facilities will double the size of this complex to 4 320 MW by 1983.*

◀ *La centrale nucléaire de Pickering est située sur la rive du lac Ontario à l'est de Toronto. On voit la centrale Pickering B à droite de la centrale Pickering A. Ces nouvelles installations doubleront la puissance de ce complexe pour la faire passer à 4 320 MW en 1983.*

Contents

Table des matières

	PAGE		
DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS	v	DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS	
DEVELOPMENTS IN 1979		PROGRÈS ACCOMPLIS EN 1979	
Highlights	1	Fait saillants	
James Bay Development	4	Aménagement de la Baie James	
Capacity, Production and Consumption	9	Capacité, production et consommation	
FUEL USE	17	UTILISATION DU COMBUSTIBLE	
DEMAND FORECASTING AND ELECTRICITY SUBSTITUTION	20	PRÉVISION DE LA DEMANDE ET SUBSTITUTION DE L'ÉLECTRICITÉ	
EXPORTS AND IMPORTS	24	EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS	
INTERPROVINCIAL TRANSFERS	29	TRANSFERTS INTERPROVINCIAUX	
INDUSTRY STRUCTURE	31	STRUCTURE DE L'INDUSTRIE	
CAPITAL INVESTMENT	33	DÉPENSES D'INVESTISSEMENT	
FINANCING	38	FINANCEMENT	
COSTING AND PRICING	40	ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX	
ALTERNATIVE ENERGY SOURCES	50	SOURCE D'ÉNERGIE DE RECHANGE	
RESEARCH AND DEVELOPMENT	65	RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT	
ANNEX	69	ANNEXE	
SELECTED BIBLIOGRAPHY	86	BIBLIOGRAPHIE	

TABLES

PAGE

TABLEAUX

1 James Bay Development	9	1. Aménagement de la baie James
2. Major Additions in 1979	10	2. Principales additions en 1979.
3. Installed and Proposed Generating Capacity, 1979	11	3. Capacité de production installée et projetée 1979.
4. Electricity Consumption by Sector 1970-79	14	4. Consommation d'énergie électrique par secteur de 1970 à 1979.
5. Fossil Fuel Use by Utilities, 1978	18	5. Consommation de combustibles fossiles par service public en 1978.
6. GNP, Population and Primary Energy Forecasts	21	6. Prévisions du taux de croissance du P.N.B., de la population et de l'énergie primaire.
7. Forecasts of Generating Capacity and Production for Utilities only.	23	7. Prévisions relatives à la capacité et à la production des services publics seulement.
8. International Electricity Trade	26	8. Commerce international d'électricité
9. Major Interconnections Between Canada and the United States	26	9. Principales interconnexions entre le Canada et les États-Unis.
10. Planned Interconnections to USA	27	10. Interconnexions projetées vers les États-Unis.
11. Existing Provincial Interconnections	30	11. Principales interconnexions entre les provinces.
12. Proposed Provincial Interconnections	30	12. Interconnexions projetées entre les provinces.
13. Percentage Production by Utilities and Industrial Establishments, 1970-1979	31	13. Pourcentage de production des services publics et établissements industriels, 1970-1979
14. Electric Utility Capital Investment 1966-1979	33	14. Dépenses d'investissement ⁰ des services d'électricité, de 1961-1979
15. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service, 1965-1978	34	15. Coût original des immobilisations en opération des services publics, de 1965 à 1978
16. Approximate Electric Utility Investment by Province, 1979	35	16. Investissement approximatif, par province, des services d'électricité en 1979
17. Forecast Capital Expenditures	36	17. Prévisions relatives aux dépenses d'investissement

TABLES	PAGE	TABLEAUX
8. Historical Electric Utility Investment	37	18. Dépenses d'investissement des services d'électricité
9. Electric Utility Financial Structure, 1970-1978	39	19. Structure financière des services d'électricité de 1970 à 1978
10. Average Interest on Public Utility New Long Term Debt, 1966-1979	40	20. Intérêt semi-annuel moyen sur les nouvelles dettes à long terme de 1966 à 1979
11. Average Revenue from Electricity Sales by Province	43	21. Revenu moyen des ventes d'électricité, par province de 1968 à 1978
12. Monthly Electricity Costs for Selected Canadian Cities, January 1979	44	22. Coût de l'électricité en certaines villes canadiennes en janvier 1979
13. Industrial Potential and Existing Cogeneration	51	23. Potentiel industriel et production mixte en usage
14. Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1979	70	A1 Capacité de production installée et consommation d'énergie électrique au Canada de 1920 à 1979
15. Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures 1979	71	A2 Production d'énergie électrique par principal type de combustible, données préliminaires de 1979
16. Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type as at December 31, 1979	72	A3 Capacité thermique classique par principal type de combustible, au 31 décembre 1979
17. Electric Power Exports 1977-1978 and Preliminary Figures for 1979	73	A4 Exportations d'énergie électrique en 1977-1978, et données préliminaires pour 1979
18. Generation Capacity by Type, 1978-1990	75	A5 Capacité de production par type de 1978 à 1990
19. Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station, Major 1978 Additions and Projected 1979-1991	82	A6 Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale, principales additions en 1978 et projetées pour la période de 1979 à 1990

FIGURES

PAGE

FIGURES

1. The La Grande Complex	5	1. Le complexe la Grande
2. James Bay Development	6	2. Aménagement de la baie James
3. James Bay Transmission	7	3. Transport à la baie James
4. Historical Installed Capacity, 1915-1979	12	4. Évolution de la capacité installée de 1915 à 1979.
5. Electricity Consumption Relative to Real GNP	13	5. Consommation d'électricité par rapport au P.N.B. réel.
6. Canadian Capacity and Production by Fuel Type, 1979	15	6. Capacité et production cana- dienne d'énergie électrique par type de combustibles en, 1979
7. Regional Capacity and Production of Canadian Total, 1979	15	7. Capacité et production, régio- nale, du total canadien de 1979
8. Capacity and Production by Principal Fuel Type, 1979	16	8. Capacité et production par type de combustible en 1979
9. Electrical Energy Forecasts	22	9. Prévisions relatives à l'énergie électrique
10. Electrical Energy, Net Transfers and Exports, 1979	29	10. Transferts et exportations nets d'énergie électrique en 1979
11. Price Index Trends in Electric Utility Construction, 1966-1979	41	11. Tendances de l'indice des prix dans la construction de services d'électricité de 1966 à 1979
12. Unit Cost of Fuel for Electricity Production, 1960-78	42	12. Coût unitaire du combustible utilisé pour la production d'électricité de 1960 à 1978
13. Price Indices, 1949-1979	45	13. Indice des prix de 1949 à 1979
14. Canadian Peat Regions	57	14. Régions de tourbière du Canada

DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS

Capacity:	The rated ability of facilities to produce or deliver power at a given point in time, for example, installed generating capacity means the maximum amount of power that can be generated at a given point in time.		
Power:	The time rate at which electrical energy is made available, typically measured in kW.		
Production:	Generation of electrical energy, typically measured in kWh.		
Consumption:	Use of electrical energy, typically measured in kWh.		
Power:	kW	-	kilowatts
	MW	-	megawatts = 1 000 kW
	GW	-	gigawatts = 1 000 000 kW
	TW	-	terawatts = 1 000 000 000 kW
Energy:	kWh	-	kilowatt-hours
	MWh	-	megawatt-hours = 1 000 kWh
	GWh	-	gigawatt-hours = 1 000 000 kWh
	TWh	-	terawatt-hours = 1 000 000 000 kWh
Voltage:	kV	-	kilovolt

DÉFINITIONS ET ABRÉVIATIONS

Capacité:	Quantité théorique d'énergie que des installations peuvent produire ou livrer à un moment déterminé.		
	Par exemple, la capacité de production installée d'une entreprise désigne la quantité d'énergie que cette entreprise peut produire à un moment déterminé.		
Puissance:	Énergie électrique fournie par unité de temps et ordinairement mesurée en kilowatts-heures.		
Production:	Énergie électrique produite et ordinairement mesurée en kilowatts-heures.		
Consommation:	Énergie électrique utilisée et ordinairement mesurée en kilowatts-heures.		
Puissance:	kW	-	kilowatts
	MW	-	mégawatts = 1 000 kW
	GW	-	gigawatts = 1 000 000 kW
	TW	-	téravatts = 1 000 000 000 kW
Énergie:	kWh	-	kilowatts-heures = 1 000 kWh
	MWh	-	mégawatts-heures = 1 000 kWh
	GWh	-	gigawatts-heures = 1 000 000 kWh
	TWh	-	téravatts-heures = 1 000 000 000 kWh
Tension:	kV	-	kilovolt

DEVELOPMENTS IN 1979

HIGHLIGHTS

October 27, 1979 marked the beginning of delivery of power from the giant James Bay hydro electric project in Quebec. On that day, the first four of sixteen 333 MW generating units officially came into service and started sending electricity into the Hydro Quebec grid. The remaining twelve units in the LG-2 generating station will come in by 1982. The other two generating stations in Phase I of the La Grande Complex, LG-3 and LG-4, will begin to come into service in 1982 and 1984 respectively. When Phase I of the project is completed at a cost of some \$15.1 billion in 1985, 10 269 MW of capacity and 62.2 TWh of energy will have been added to the Quebec system, adding 56% to capacity and 70% to energy production respectively. Phase II of the project, which will add some 3 200 MW of capacity, is expected to be completed by 1990. A more complete account of this very major project is provided in the special section following this chapter.

The first unit (150 MW) of Nova Scotia Power Corporation's (NSPC) new Langan coal-fired thermal station came into production in October, 1979. As presently planned, the station is to have four units: the first two to be 150 MW each and the second two to be 300 MW each. The second unit is to come into service in the fall of 1980 and the remaining two in 1985-86. With the addition of the first two units, NSPC's reliance on oil for electricity generation will be reduced from the present 64% to about 40%. Thus the addition of this station marks a significant point in the history of this facility, an initial step in the Corporation's attempt to reduce its reliance on oil for electricity generation to an insignificant level by 1990. Addition of the coal-fired units is based on the economic displacement of the present oil-fired units and the added capacity may not be required by NSPC for several years.

Talks continue between officials of the federal government and the three Maritime provinces concerning establishment of a Maritime Energy Corporation (MEC). Current talks are based on some changes in the terms and conditions of the Memorandum of Understanding signed by the federal government

ACTIVITÉ EN 1979

FAITS SAILLANTS

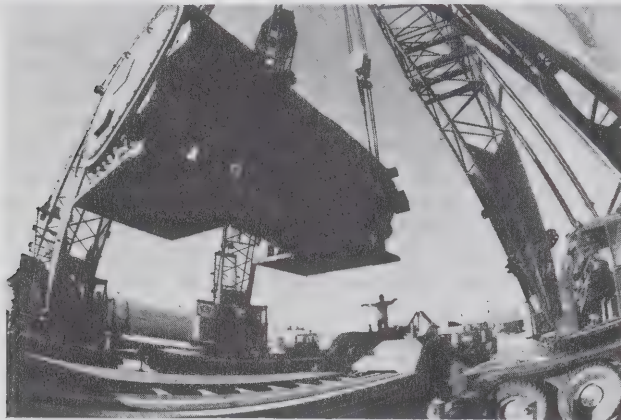
Le 27 octobre 1979 a marqué le commencement de la livraison de l'électricité produite par les gigantesques installations hydro-électriques de la baie James, au Québec. Ce jour-là, les quatre premiers de seize groupes électrogènes de 333 MW sont entrés en service et ont commencé à alimenter en électricité le réseau de l'Hydro-Québec. Les douze autres groupes de LG-2 entreront en service en 1982. Quant aux deux autres centrales de la Phase I du complexe de La Grande, soit LG-3 et LG-4, leur entrée en service devrait avoir lieu en 1982 et 1984, respectivement. La Phase I, une fois terminée en 1985, aura coûté environ 15,1 milliards de dollars et aura ajouté 10 269 MW de capacité de production et 62,2 TWh d'énergie au réseau de l'Hydro-Québec, soit un supplément de 56 % à la capacité de production et de 70 % à la production d'énergie. Il est prévu que la Phase II de ces installations sera terminée d'ici 1990; elle ajoutera environ 3 200 MW à la capacité de production. Un compte rendu plus complet de ces travaux de la plus haute importance se trouve dans la section spéciale qui fait suite au présent chapitre.

Le premier groupe (150 MW) de la nouvelle centrale thermique alimentée au charbon de Langan, propriété de la Nova Scotia Power Corporation (N.S.P.C.), a commencé de produire de l'électricité en octobre 1979. D'après les plans actuels, la centrale devrait posséder quatre groupes: les deux premiers de 150 MW chacun et les deux autres de 300 MW chacun. Le deuxième groupe devrait entrer en service à l'automne 1980 et les deux autres en 1985-1986. Grâce à l'addition des deux premiers groupes, la dépendance de la N.S.P.C. à l'égard du pétrole diminuera de son taux actuel de 64 % à environ 40 %. Ainsi, l'arrivée de cette centrale marque-t-elle un point tournant de l'histoire de cette société, un premier pas posé en vue de réduire sa dépendance du pétrole pour la production d'électricité jusqu'à un niveau d'importance secondaire, d'ici 1990. L'installation de ces groupes alimentés au charbon se fonde sur le déplacement économique des groupes actuels alimentés au pétrole; la N.S.P.C. peut ne pas avoir besoin de cette capacité supplémentaire avant plusieurs années.

Les pourparlers se poursuivent entre les

and the Maritime provinces in February of 1979. The date for establishment of the corporation is uncertain.

During the year, Edmonton Power reached agreement with Alberta Power to purchase 50% of the production of the latter company's Battle River No. 5 unit for a period of five years, to 1985. Calgary Power is negotiating to purchase 50% of Alberta Power's Sheerness plant now under construction. This is the first instance of shared ownership of plants in Alberta, and one of the few among Canadian electric utilities. Shared ownership of facilities will probably become more common in this province in the future.



Four cranes lowered this 227 metric tonne generator onto a trailer for the last part of its journey to Alberta Power's Battle River plant.

Quatre grues ont chargé ce groupe électrogène de 227 tonnes métriques sur la remorque qui lui fera faire la dernière partie du voyage jusqu'à la centrale de Battle River, exploitée par l'Alberta Power.

In Alberta, two utilities have applied to the province's Energy Resources Conservation Board (ERCB) for approval to build transmission lines to connect them with neighboring provinces: Calgary Power for a 500 kv AC line to connect it to B.C. Hydro by 1982; Alberta Power for a 240 kv HVDC interconnection with Saskatchewan Power, with completion scheduled for 1982.

The Canada/U.S. Electricity Exchange Study was completed in 1979 by the Department of

fonctionnaires du gouvernement fédéral et ceux des trois provinces Maritimes au sujet de l'établissement d'une Société de l'énergie des Maritimes (S.E.M.). Les discussions actuelles portent sur certains changements des modalités du Mémoire d'entente signé par le gouvernement fédéral et les provinces Maritimes en février 1979. La date d'établissement de cette société est incertaine.

Au cours de l'année, l'Edmonton Power est parvenu à une entente avec l'Alberta Power en vue de l'achat de 50 % de l'énergie produite par le groupe n° 5 de la centrale de Battle River, pendant cinq ans, soit jusqu'en 1985. La Calgary Power négocie actuellement l'achat de 50 % de la production électrique de la centrale de Sheerness en installation de l'Alberta Power en voie de construction. Il s'agit du premier exemple de partage de propriété des centrales en Alberta et d'un des seuls, d'ailleurs, entre les services d'électricité canadiens. Le partage de la propriété des installations deviendra probablement chose commune dans cette province.

En Alberta, deux services d'électricité ont demandé à l'Energy Resources Conservation Board (E.R.C.B.) de cette province l'autorisation de construire les lignes de transport d'électricité qui les relieront aux provinces avoisinantes: la Calgary Power, une ligne de 500 kv en courant alternatif (C.A.) en vue de se relier au réseau de la B.C. Hydro d'ici 1983; l'Alberta Power, une interconnexion de 240 kv en courant continu à haute tension (C.C.H.T.) avec la Saskatchewan Power, qui sera terminée en 1982.

L'étude des échanges canado-américains d'électricité a été terminée en 1979 par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources du Canada et le Department of Energy des États-Unis, en collaboration avec les services d'électricité visés de chaque côté de la frontière. Cette étude a permis de déterminer les avantages mutuels supplémentaires que les États-Unis et le Canada tireraient d'une augmentation des échanges d'électricité. Le rapport recommandait notamment que les services d'électricité et les organismes de réglementation gouvernementaux prennent des mesures qui permettraient de maximiser de tels avantages. Quant aux services d'électricité, voici les principales recommandations: travailler de façon plus étroite à l'expansion des réseaux de façon à déterminer quelles seraient les possibilités

Energy, Mines and Resources and the U.S. Department of Energy, together with the utilities affected on each side of the border. The study determined that increased mutual benefits are available to the U.S. and Canada from increased electricity exchanges. The report included recommendations for action by utilities and government regulatory agencies which would assist in maximizing benefits of these exchanges. For the utilities, the major recommendations were: to work more closely together on system expansion in order to determine what opportunities are available for increased exchanges; to develop prices that encourage exchanges; and to take timely action to meet regulatory requirements. For the regulatory agencies, the major recommendations were: to provide clear statements of government policies regarding exports of electricity, particularly the conditions regarding firm exports; to increase communication between the various regulatory agencies; and the expedition of regulatory proceedings.

In late 1979 the federal government agreed to grant \$25 million to Nova Scotia to help support a project demonstrating the feasibility of a new type of low head hydraulic turbine. This turbine has the potential to significantly improve the economic feasibility of low head hydro sites in several parts of Canada, both for river and tidal applications. Additional information on this development is included in the section on Alternative Energy under "Tidal".

In December 1979 the Ontario Energy Board handed down its decision regarding the generic hearing on the appropriate costing and pricing of electricity by Ontario Hydro. The section on pricing provides a detailed discussion.

The Lower Churchill Development Corporation (L.C.D.C.), established by the governments of Canada and Newfoundland in late 1978 to develop the hydro electric potential of the Lower Churchill River in Labrador, proceeded to a schedule during 1979 with a feasibility study for a project. Consideration is being given to two hydro sites (Gull Island and Muskrat Falls) and a related transmission system from Labrador to the Island of Newfoundland, as well as a tie to the Churchill Falls plant. The results of the study and the recommendations of the Corporation will be presented to the shareholders in mid 1980 and the decision on the development of a project is expected by the end of the same year.

d'accroître les échanges; fixer des prix susceptibles d'encourager les échanges; enfin, prendre des mesures selon un échéancier qui permettrait de satisfaire aux exigences en matière de réglementation. Par ailleurs, le rapport recommandait aux organismes de réglementation d'énoncer clairement les lignes de conduite gouvernementales en ce qui concerne les exportations d'électricité, notamment en ce qui a trait aux conditions régissant les exportations garanties, d'accroître les communications entre eux et, enfin, d'accélérer le processus de réglementation.

Vers la fin de 1979, le gouvernement fédéral a accepté d'accorder 25 millions de dollars à la Nouvelle-Écosse afin d'aider celle-ci à mettre sur pied un projet permettant de démontrer la faisabilité d'un nouveau type de turbine hydraulique à faible hauteur de chute. Cette turbine pourrait améliorer grandement la rentabilité des aménagements hydro-électriques à faible hauteur de chute de diverses parties du Canada, tant dans les rivières que dans les zones d'estran. De plus amples renseignements sur l'évolution de ce genre de turbine se trouvent dans la section portant sur l'énergie de recharge, sous la rubrique "énergie marémotrice".

Le 22 octobre 1979 était déposé devant la Chambre des communes un avis de motion qui précisait le mandat d'un projet d'enquête parlementaire sur l'énergie nucléaire. La motion n'avait pas été déposée devant la Chambre des communes avant la dissolution du Parlement en décembre.

La Lower Churchill Development Corporation L.C.D.C., constituée par les gouvernements du Canada et de Terre-Neuve vers la fin de 1978 pour que soit mis en valeur le potentiel hydro-électrique du cours inférieur du fleuve Churchill au Labrador, a réalisé, fidèle à l'échéancier fixé, une étude de faisabilité d'un projet en 1979. L'étude portait sur deux emplacements hydro-électriques (l'île Gull et les chutes Muskrat) et sur un réseau de transport d'électricité connexe du Labrador à l'île de Terre-Neuve, de même qu'une connexion avec la centrale de Churchill Falls. Les résultats de cette étude et les recommandations de cette société seront présentés aux actionnaires avant le milieu de 1980, et l'on s'attend que la prise de décision relative à la mise en oeuvre d'un projet pourrait avoir lieu avant la fin de la même année.

JAMES BAY HYDRO-ELECTRIC DEVELOPMENT

INTRODUCTION

October 27, 1979 is an important date in the history of Canadian electricity production. On that date, the first generating units of the giant La Grande complex officially came into service, sending electricity south to the major load centres.

The La Grande complex represents the first part of development of the hydro-electric potential of the east side of James Bay in northern Quebec. The complex has two phases: Phase I, to be completed in 1985, and Phase II, to be completed in the period 1986-1990. Phase I will be the second largest hydro electric installation anywhere, after the Itaipu in Brazil. It will increase Quebec's existing installed capacity by 61% and production by about 70%.

The major importance of the La Grande Project resides with its size, rather than for any significant technological advancements. The logistics are dramatic: construction of three giant powerhouses, 174 dykes, 8 dams and 1 000 km of roadway; installation of 37 generators; the diversion of four rivers and the creation of six lakes.

The La Grande complex is located some 1 450 km north of Montreal. Its drainage area of 176 000 square km covers about one tenth of



AMÉNAGEMENT HYDRO-ÉLECTRIQUE DE LA BAIE JAMES

INTRODUCTION

Le 27 octobre 1979 est une date importante dans l'histoire de la production canadienne d'électricité. Il s'agit en effet du jour d'entrée en production officielle des groupes électrogènes du gigantesque complexe hydroélectrique La Grande, devant acheminer l'électricité vers les grands centres de charge du sud.

Le complexe La Grande représente la première étape de la mise en valeur du potentiel hydro-électrique de la région est de la baie James, dans le Nord du Québec. Le complexe comporte 2 phases: la construction de la Phase I prendra fin en 1985 et l'achèvement de la Phase II est prévue au cours de la période 1986-1990. Une fois achevée, la Phase I sera le deuxième complexe hydroélectrique du monde, après celui d'Itaipu, au Brésil. Il permettra au Québec d'accroître sa capacité installée de 61 % et d'augmenter sa production d'environ 70 %.

L'importance particulière du projet La Grande provient de son ampleur, plutôt que de ses progrès techniques. La logistique en est impressionnante: construction de trois centrales géantes, de 174 digues, de huit barrages et de 1000 km de route; installation de 37 génératrices; détournement de quatre rivières et création de six lacs.

Large quantities of earth, sand and rock are required for the earth filled dams at the James Bay Development. These materials account for a major portion of the construction costs and therefore Hydro Quebec is keeping detailed records.

Il faut de grandes quantités de terre, de sable et de roche pour construire les barrages en terre au projet de la baie James. Elles constituent une composante majeure des coûts de construction et, par conséquent, Hydro-Québec tient des registres détaillés.

Quebec, an area equivalent to about one and one-third times that of the three Maritime provinces combined (Figure 1). This area is operated as a municipality by the James Bay Energy Corporation, Hydro-Quebec's subsidiary responsible for development of the James Bay hydro-electric potential. Hydro-Quebec is responsible for the transmission line construction; the James Bay Development Corporation is responsible for development of the mineral industry and tourism in the area, (the two industries expected to be most affected).

This project marks a major achievement by Quebec, and it is very significant for Canada in its effort to become self-sufficient in energy. About 275 000 barrels of oil per day would be required to produce, by oil-fired generating plants, the amount of energy produced by Phase I. This amount of oil is equivalent to about 15% of Canada's total oil demand in 1979.

DATA ON THE LA GRANDE COMPLEX

Salient facts about the generating stations for both phases of the La Grande complex are provided in Table 1. All three of the plants in Phase I are under construction (Figure 2). The first four of the sixteen generating units at LG-2 were brought into service on October 27, 1979. The LG-2 installed capacity of 5 328 MW will make it the largest hydro-electric plant in North

Le complexe La Grande se situe à quelque 1 450 km au nord de Montréal. Sa zone de drainage de 176 000 km² couvre environ le dixième de la superficie du Québec, soit l'équivalent d'à peu près une fois et un tiers la superficie des trois provinces Maritimes (fig. 1). Cette région a été constituée en municipalité par la Société d'énergie de la baie James, filiale de l'Hydro-Québec chargée de l'aménagement du potentiel hydro-électrique de la baie James. L'Hydro-Québec s'occupe de la construction des lignes de transport et la Société de développement de la baie James voit au développement de l'industrie et du tourisme dans cette région. Les deux industries les plus touchées seront le tourisme et l'exploitation minière.

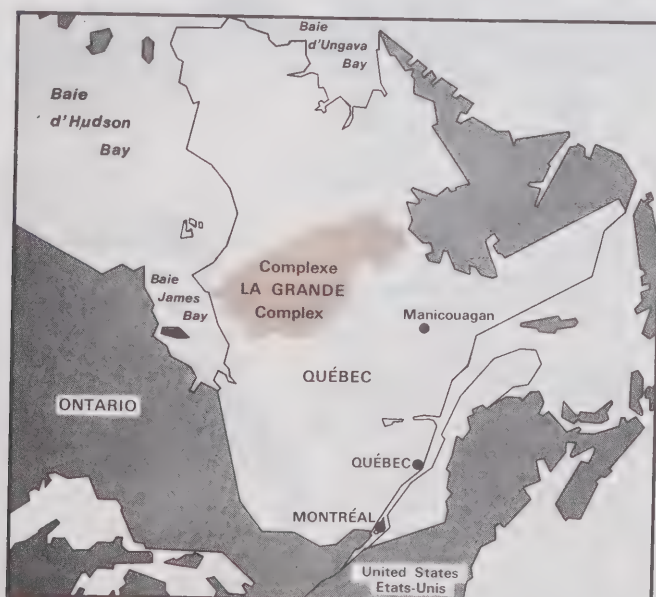
Ce projet constitue une réalisation majeure pour le Québec et marque une étape importante du Canada vers l'autarcie énergétique. Pour produire dans des usines alimentées au pétrole la quantité d'énergie équivalente à celle de la Phase I, il faudrait environ 275 000 barils de pétrole par jour, soit environ 15 % de la demande totale canadienne de pétrole en 1979.

DONNÉES SUR LE COMPLEXE LA GRANDE

Le tableau présente des faits saillants relatifs aux installations de production des deux phases du complexe de La Grande. Les

Figure 1 The La Grande Complex.

Figure 1 Le complexe la Grande.



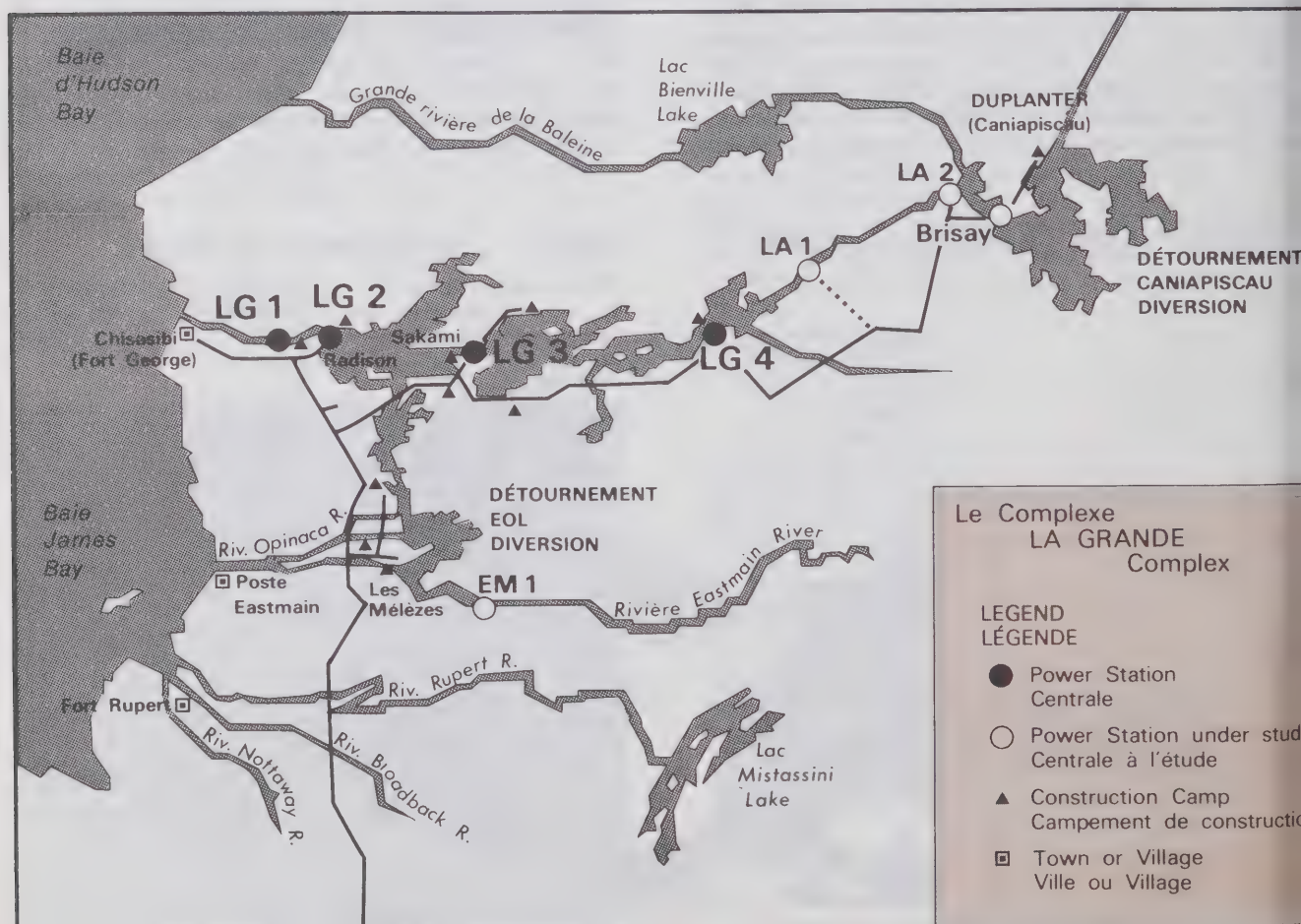
America, and will account for over half of the production of the total of the first phase of the project. (The next largest generating plant in Canada is the 5 225 MW plant at Churchill Falls in Labrador). The capital cost of Phase I is estimated to be \$15.1 billion, based on an average annual inflation rate of 8.2% for the period 1976 to 1985 and an average cost of 10% for funds. Of this total cost, some \$10.1 billion will be for generating stations, \$3.8 billion for transmission lines, and the remaining \$1.2 billion for services.

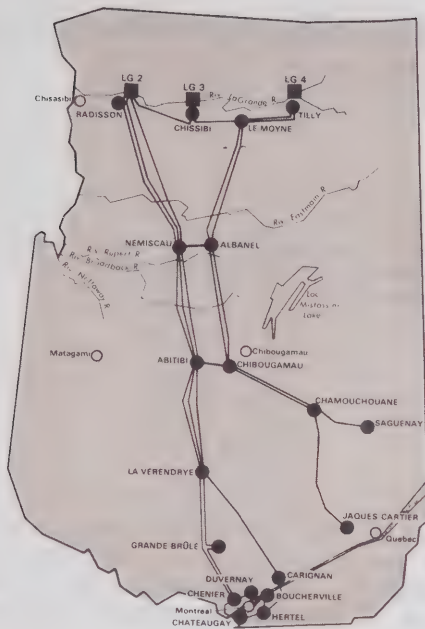
The only generating station in Phase II for which the in-service dates have been set is LG1. A preliminary estimate of the cost for this phase is \$5.5 billion.

trois centrales de la Phase I sont actuellement en construction (fig.2). Quatre des seize groupes électrogènes de LG-2 ont commencé à produire le 27 octobre 1979. La capacité installée de LG-2, soit 5 328 MW, en fera la centrale hydro-électrique la plus puissante en Amérique du Nord; elle représente à elle seule au delà de la moitié de la production totale de la première phase du projet. La deuxième centrale du Canada est la centrale de 5 225 MW des chutes Churchill, au Labrador. La réalisation de la Phase I du projet est évaluée actuellement à 15,1 milliards de dollars, en tenant compte d'un taux moyen annuel d'inflation de 8,2 % pour la période de 1976 à 1985 et d'un coût moyen de financement de 10 %. Au 3 juin 1979, environ 5,8 milliards de dollars avaient été dépensés. Du coût global, quelque 10,1 milliards de dollars serviront à la construction des centrales, 3,8 milliard aux lignes de transport et le reste, soit 1, milliard, ira aux services.

Figure 2 James Bay Development.

Figure 2 Aménagement de la baie James





LG-1 est la seule installation de production de la Phase II pour laquelle la date d'entrée en fonction est prévue. Les estimations préliminaires portent, les coûts de construction de cette phase à 5,5 milliards de dollars.

Figure 3 James Bay Transmission

Figure 3 Transport de la baie James.

TRANSMISSION

An extensive transmission system is required to carry output from the James Bay Project to the load centres such as Montreal (Figure 3). It involves five parallel 735 kV AC lines in two corridors. The first line was completed in September 1979, completion of the second is proposed for July 1980, and the third line, all in the eastern corridor, will be completed in June 1981. Construction of the two lines in the eastern corridor is scheduled to begin in June 1980 and to finish in October 1984. Six of the 16 sub-stations required went into service in 1979. Two more are expected in 1981, two in 1982, four in 1983, one in 1984 and one in 1985.

THE FUTURE

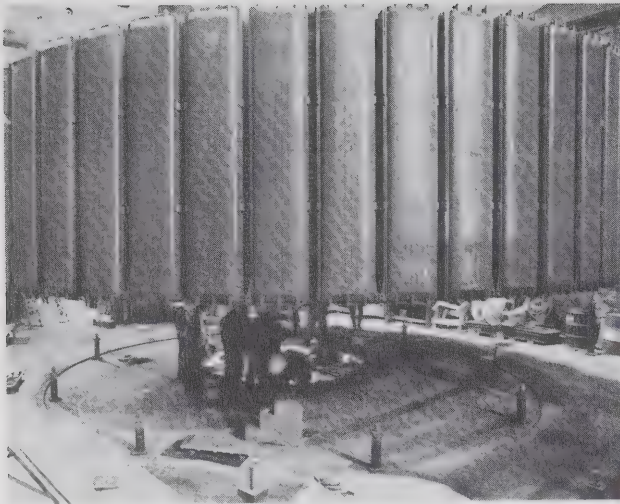
Development of the remaining potential of the James Bay territory is under review. Preliminary engineering studies are being carried out on development of the Nottaway, Broadback and Rupert Rivers in the territory south of the La Grande complex. These are known as the NBR complex, which has a combined capacity of about 6 200 MW. The preliminary estimate of cost is \$11.5 billion. Feasibility studies are also being carried out on the Grand Baleine River to the north of the La Grande complex area.

TRANSPORT

Il faut installer des lignes de transport sur de longues distances pour acheminer l'électricité produite à la baie James vers les centres de charge comme ceux de Montréal (fig. 3). Le réseau de transport comprend cinq lignes parallèles de 735 kV en courant alternatif, situées dans deux corridors. La première ligne a été terminée en septembre 1979, l'achèvement de la deuxième est prévu pour juillet 1980 et celui de la troisième pour juin 1981; elles se situent toutes trois dans le corridor ouest. La construction des deux lignes du corridor est devrait débuter en juin 1980 et prendre fin en octobre 1984. Six des 16 postes sont entrés en service en 1979. Deux autres devraient l'être en 1981, deux en 1982, quatre en 1983, un en 1984 et un en 1985.

L'AVENIR

Des projets de mise en valeur des autres possibilités de la région de la baie James sont à l'étude. Des études techniques préliminaires sont en cours sur la mise en valeur du potentiel hydro-électrique des rivières Nottaway, Broadback et Rupert, dans les régions au sud du complexe La Grande. Ces projets sont connus sous le nom de complexe N.B.R., d'une capacité totale d'environ 6 200 MW. Les premières estimations des coûts atteignent 11,5 milliards de dollars. D'autres études de



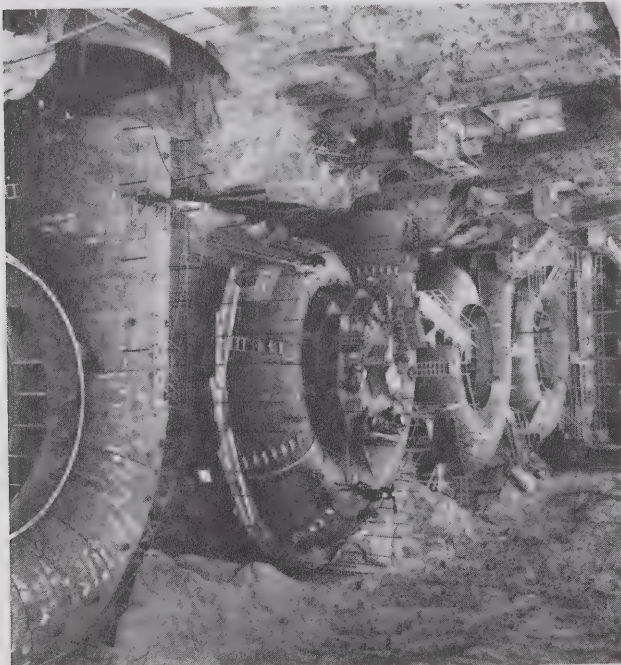
A rotor for one of the 333 MW units at Hydro-Québec's LG-2 hydroelectric generating station being lowered into position.

Installation d'un rotor dans l'un des groupes de 333 MW de la centrale hydro-électrique LG-2 d'Hydro-Québec.

Its capacity is about 2 900 MW with a preliminary cost estimate of \$7.8 billion.

Remaining hydro potential in Quebec after development of both phases of the James Bay Project is estimated to be about 35 000 MW. However, the economically feasible potential is estimated to be about 12 000 - 15 000 MW, of which about 9 000 MW is in the NBR and Grand Baleine developments.

The La Grande complex will play a very important role in Quebec's objective of supplying an increasing amount of its energy by electricity. Electricity now supplies about 22% of the province's energy needs, and this figure is expected to increase to 33% in 1985, 40% by 1990 and 50% by the year 2000.



faisabilité sont aussi en cours à la Grande rivière de la Baleine, au nord de la région du complexe La Grande. D'une capacité d'environ 2 900 MW, le projet est évalué 7,8 milliards de dollars.

Le reste du potentiel hydro-électrique du Québec, après l'aménagement des deux phases du projet de la baie James, est évalué environ 35 000 MW. Toutefois, du point de vue économique, l'évaluation du potentiel réalisable n'atteint qu'environ 12 000 - 15 000 MW, dont quelque 9 000 MW proviendraient de l'aménagement du complexe N.B.R. et de celui de la Grande rivière de la Baleine.

Le complexe La Grande aidera considérablement le Québec à subvenir de plus en plus à ses besoins énergétiques au moyen de l'électricité. Cette forme d'énergie fournit actuellement environ 22 % des besoins de la province et ce pourcentage devrait atteindre 33 % en 1985, 40 % en 1990 et 50 % en l'an 2000.

Scroll cases for the LG-2 turbines are shown being set in place in this underground powerhouse.

Installation des boîtiers en forme de spirales pour les turbines de la centrale souterraine LG-2.

Table 1 James Bay Development

Tableau 1 Aménagement de la Baie James

PHASE I					
	LG-2	LG-3	LG-4	Total	
Type of Powerhouse	Underground/ souterraine	Surface/ en surface	Surface/ en surface	-	Genre de centrale
Capacity (MW)	5 328	2 304	2 637	10 269	Puissance (MW)
Annual Production (TWh)	35.8	12.3	14.1	62.2	Production annuelle (TWh)
Capacity Factor (%)	80	58	62	69	Facteur d'utilisation (%)
Number of Units	16	12	9	37	Nombre de groupes
Commissioning Dates	Oct./oct. 1979	July/ juillet 1982	February/ fév. 1984	-	Dates d'entrée en service
Completion Dates	1982	1984	1985	-	Dates d'achèvement
Gross Head (Metres)	137.2	79.2	116.7	-	Hauteur brute de chute (mètres)
Cost					Coûts
- per kW (\$)	-	-	-	\$1 473	- le kW (\$)
- per kWh (¢)				2.45¢	- le kWh (¢)
Active Storage (billion cubic metres)	19.4	25.2	7.1	93.5	Réserve utile (en milliards de m ³)
Forebay area (km ²)	2 835	2 460	765	11 385	Superficie du réservoir (km ²)

PHASE II								
	LG-1	EM-1	EM-2	LA-1	LA-2	Brisay	Total	
Type of Powerhouse	Run of the River/ écoulement fluvial	Surface/ en surface	Surface/ en surface	Surface/ en surface	Run of the River/ écoulement fluvial	Surface/ en surface	-	Genre de centrale
Capacity (MW)	1 140	480	250	792	231	400	3 293	Puissance (MW)
Annual Production (TWh)	7.0	2.5	1.0	4.2	1.5	2.1	18.3	Production annuelle (TWh)
Capacity Factor (%)	70	60	46	60	74	60	63	Facteur d'utilisation (%)
Number of Units	10	3	2	6	3	2	26	Nombre de groupes
Gross Head (Metres)	28.2	57.4	42.0	56.4	26.6	34	-	Hauteur brute de chute (mètres)

PHASE I & II TOTAL		
Capacity (MW)	13 562	Puissance (MW)
Annual Production (TWh)	80.5	Production annuelle (TWh)
Number of units	63	Nombre de groupes

CAPACITY, PRODUCTION AND CONSUMPTION

CAPACITÉ, PRODUCTION ET CONSOMMATION

Preliminary figures for net additions to generating capacity during 1979 totalled 154 MW and raised the total installed generating capacity by 4.3% to 77 072 MW. The capacity additions consisted of 2 092 MW hydro, and 1 062 MW conventional thermal. Major additions were as follows:

D'après les données préliminaires, des additions nettes de 3 154 MW en 1979 ont porté la capacité de production installée totale à 77 072 MW, soit une augmentation de 4,3 %. Les additions de capacité se répartissent comme suit: 2 092 MW pour les centrales hydro-électriques et 1 062 MW pour les centrales thermiques classiques. Voici la liste des principales additions:

Table 2 Major Additions in 1979.

Tableau 2 Principales additions en 1979.

Province	* Project Name/ Nom du projet	Plant Type /Genre de centrale	Number of Units/ Nombre de groupes	Capacity/ Capacité (MW)
Newfoundland Terre-Neuve	Holyrood	SO	1	150
Nova Scotia/ Nouvelle-Écosse	Lingan	SC	1	150
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick	Dalhousie	SC/SO	1	200
	Mactaquac	H	1	110
Québec	La Citiere	GT	4	284
	LG-2	H	4	1 332
Manitoba	Jenpeg	H	2	56
	Long Spruce	H	4	392
Alberta	Clover Bar* (Edmonton Power)	SG	1	165
British Columbia/ Colombie-Britannique	Keogh	GT	1	59
	Seven Mile	H	1	202
TOTAL				3 100

Provincially owned utilities, except where indicated.

* Services appartenant à une province, sauf indication contraire.

Legend

Légende

Hydro	H	Hydro-électrique
Steam (Coal)	SC	Vapeur (Charbon)
Steam (Gas)	SG	Vapeur (Gaz)
Steam (Oil)	SO	Vapeur (Huile)
Nuclear	N	Nucléaire
Internal Combustion	IC	Combustion interne
Gas Turbine	GT	Turbine à gaz

Installed capacity by province at December 31, 1979 and currently proposed capacity expansions are listed in Table 3. The actual capacity expansion will be greater than indicated here as some provinces have not yet finalized their plans for the 1980's, notably British Columbia, Saskatchewan, Quebec and Newfoundland. Historical installed capacity is shown graphically in Figure 4. See Table A1 for numeric detail of installed capacity, together with historical energy consumption. Technical details of installed capacity for 1978 are available from Statistics Canada publication 57-206 (also available in computerized form

Le tableau 3 indique la capacité de production installée par province au 31 décembre 1979 et les projets d'expansion. La véritable expansion de la capacité dépassera les données du tableau puisque certaines provinces, notamment la Colombie-Britannique, la Saskatchewan, le Québec, Terre-Neuve, n'ont pas encore terminé la préparation de leurs plans pour l'année 1980. La figure 4 présente, sous forme graphique, l'historique de la capacité installée. Voir le tableau A1 pour les données numériques sur la capacité installée et l'évolution de la consommation d'énergie. Les détails techniques de la capacité

Table 3 Installed and Proposed Generating Capacity, 1979 (MW).

Tableau 3 Capacité de production installée et projetée, 1979 (MW).

	Hydro	Nuclear	Conventional Thermal*	Total	% of Total	
	Hydro-électrique	Nucléaire	Thermique classique*	Total	% du total	
Newfoundland	6 376	-	749	7 124	9	Terre-Neuve
Prince Edward Island	-	-	118	118	**	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	360	-	1 519	1 879	2	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	790	-	1 908	2 697	4	Nouveau-Brunswick
Québec	16 762	266	1 202	18 230	24	Québec
Ontario	7 083	5 600	13 034	25 716	33	Ontario
Manitoba	3 635	-	499	4 135	5	Manitoba
Saskatchewan	567	-	1 514	2 081	3	Saskatchewan
Alberta	718	-	4 647	5 365	7	Alberta
British Columbia	7 594	-	1 868	9 462	12	Colombie-Britannique
Yukon	58	-	36	94	**	Yukon
Northwest Territories	47	-	123	171	**	T.N.-O.
Canada Total						
At Dec. 31, 1979***	43 990	5 866	27 216	77 072	100	Total au Canada au 31 décembre, 1979***
Percent of Total Capacity, End 1979	57	8	35	100	-	Pourcentage de la puissance totale, fin 1979
Net Additions During 1979***	2 093	-	1 061	3 154	-	Additions nettes au cours de 1979***
Planned Additions During 1980	2 926	630	849	3 774	-	Additions projetées au cours de 1980
Planned Additions 1981-1991	15 411	10 275	2 912	28 598	-	Additions projetées, 1981-1991

The data for 1981-91 do not necessarily include all additions for this period. Detailed historical information available in Statistics Canada Publication 57-206.

Details provided in Table A3. Conventional thermal includes steam, gas turbine, internal combustion. Less than 0.5% Preliminary Data.

Les chiffres pour 1981-91 ne comprennent pas nécessairement toutes les additions de la période. Renseignements historiques disponibles dans la publication n° 57-206, Statistique Canada.

* Détails fournis au tableau A3. Le thermique classique comprend la vapeur, la turbine à gaz, la combustion interne.
** Moins de 0,5 %
*** Données préliminaires.

from Energy, Mines and Resources, Electrical Section).

ables preceded by the letter "A" can be found in the Annex at the back of this publication.

total production in 1979 increased by 5% over that of 1978, to 352 304 GWh: 69% from hydro; 9% from nuclear; and 22% from conventional thermal. Part of the increase due to a 2.1% growth in Canadian consumption and the balance from increased exports to the U.S.A.

total consumption for the year was 322 718 GWh. The growth in consumption in 1979 was significantly lower than the 5.5% increase recorded in 1978, (the average annual compound growth was 5% between 1973 - 1978 and 6.5% between 1960 - 1973). The reasons for this markedly lower level of electricity demand and increase are not obvious at present. (Figure 5) The economic growth during 1979,

production installée de 1978 se trouvent dans la publication n° 57-206 de Statistique Canada, de même que sous forme d'imprimé d'ordinateur réalisé par la Direction de l'électricité du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources.

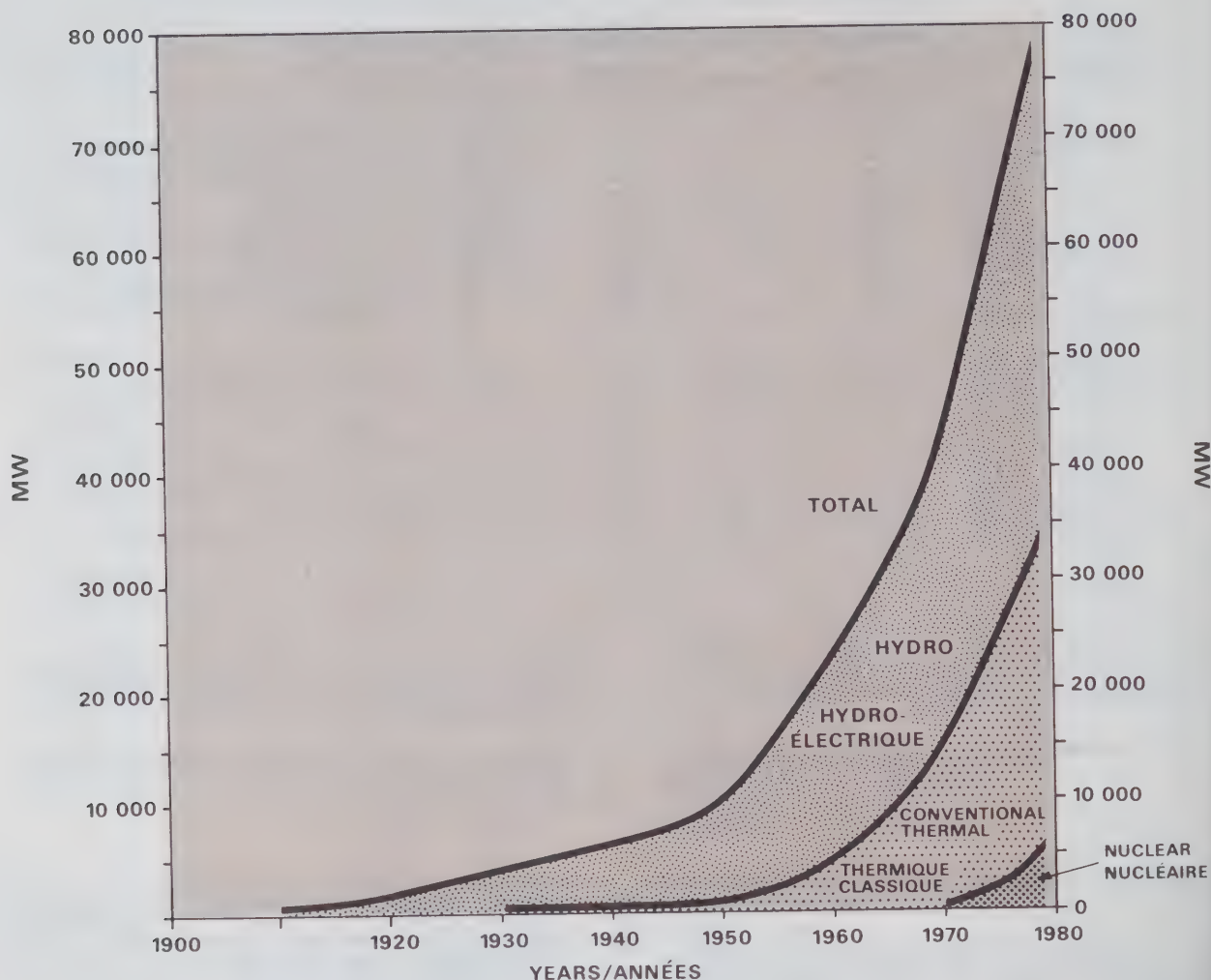
Les tableaux dont les numéros sont précédés de la lettre "A" se trouvent à l'annexe statistique de la présente publication.

En 1979, la production totale a atteint 352 304 GWh: 69 % à partir de l'hydro-électricité, 9 % de l'énergie nucléaire et 22 % de la production thermique classique. L'augmentation de 5 % par rapport au total de 1978 provient en partie de la hausse de 2,1 % de la consommation canadienne et, pour le reste, de l'accroissement des exportations aux États-Unis.

La consommation totale de l'année a atteint 322 718 GWh. La croissance de la consommation en 1979 a été de beaucoup

Figure 4 Historical Installed Capacity, 1915-1979.

Figure 4 Évolution de la capacité installée de 1915 à 1979.



Shows comparative contributions to total by hydro, conventional thermal and nuclear production.

Apports comparatifs, productions hydro-électrique, thermique classique et nucléaire.

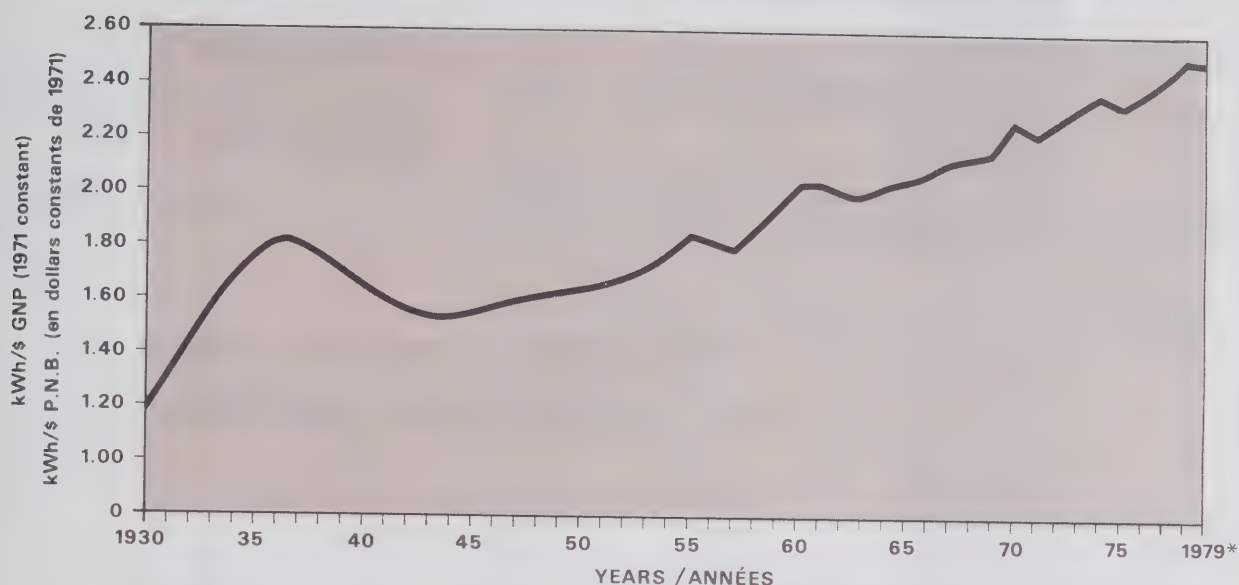
as measured by real Gross National Product, was about 2.9%, down from the 3.4% in 1978. This small decline in economic growth can explain only a small portion of the large decline in growth of electricity demand. More detailed analyses of the composition of economic growth in 1979 and weather impact may provide better explanations of the small growth of electricity demand.

Provincial consumption for 1977 to 1979 is shown in table A4 under the heading "Total

inférieure au 5,5 % enregistrés en 1978 (croissance annuelle moyenne composée éta de 5 % entre 1973 et 1978 et de 6,5 % entre 1960 et 1973). Les raisons qui pourraient expliquer cette baisse marquée de la croissance de la demande en électricité sont pas claires à l'heure actuelle (fig. 5). En 1979, la croissance économique, mesurée d'après le Produit national brut, a été d'environ 2,9 % soit inférieure aux 3,4 % de 1978. Ce faible déclin de la croissance économique explique

Figure 5 Electricity Consumption Relative to Real GNP.

Figure 5 Consommation d'électricité par rapport au P.N.B. réel.



Statistics Canada Publications 13-531 and 11-505; Canadian Energy Prospects, (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957, p.325.

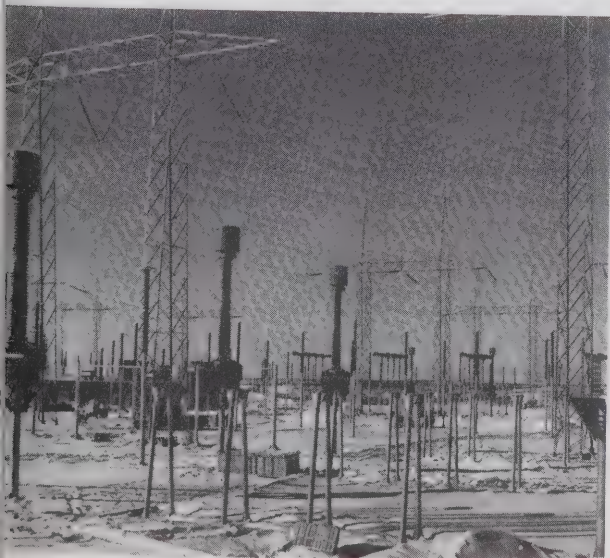
SOURCE Statistique Canada Publications n°. 13-531 et 11-505, Canadian Energy Prospects, Royal Commission on Canada's Economic Prospects, John Davis, 1957, p.325.

Preliminary * Préliminaire

provincial Supply". Table 4 contains data on regional consumption by market sector. The decreasing proportional use in the industrial sector reflects the declining prominence of electrically intensive industries (for example, aluminium smelting and pulp and paper). The corresponding rise in demand from the commercial and residential sectors mark the recent increase in electric space heating/cooling.

seulement une petite partie de la grande diminution qu'a subie la croissance de la demande en électricité. Des analyses plus détaillées de la composition de la croissance économique de 1979 et la question du temps ambiant peuvent offrir de meilleures explications de la situation.

Le tableau A4 intitulé "Approvisionnement provincial total" indique la consommation provinciale de 1977 à 1979. Le tableau 3 comprend des données relatives à la consommation régionale par secteur du marché. L'utilisation proportionnelle décroissante du secteur industriel reflète la perte de vitesse des industries à grande consommation d'électricité, par exemple la



Early stages in construction of a 735 kV transformer station for the LG-2 site.

Premières étapes de la construction d'une station de transformateurs de 735 kV pour LG-2.

Table 4 Electricity Consumption by Region and Sector.

Tableau 4 Consommation d'énergie électrique, par région et secteur.

REGION	YEAR	TOTAL ENERGY CONSUMPTION	% OF TOTAL CONSUMPTION	PERCENTAGE CONSUMPTION			
				Domestic & Farm	Commercial	Industrial	Losses & Unaccounted
RÉGION	ANNÉE	CONSOMMATION TOTALE D'ÉNERGIE (GWh)	% DE LA CONSOMMATION TOTALE	CONSOMMATION PROCENTUELLE			
				Secteur résidentiel et Agricole	Secteur commercial	Secteur industriel	Pertes et Inexpliquée
Atlantic Provinces/ Provinces de l'Atlantique	1970	12 948	6	19	18	55	8
	1975	19 037	7	26	21	43	10
	1979	23 431	7	25	21	43	11
Québec	1970	69 730	35	18	20	54	8
	1975	89 932	34	22	19	48	11
	1979	107 833	33	26	21	42	11
Ontario	1970	69 488	34	25	25	41	9
	1975	89 198	34	26	31	34	9
	1979	104 311	32	21	31	29	19
Prairie Provinces/ Provinces des Prairies	1970	23 883	12	26	28	33	13
	1975	34 322	13	27	32	30	11
	1979	45 148	14	27	36	25	12
British Columbia/* Colombie-Britannique	1970	25 761	13	18	14	60	8
	1975	32 689	12	22	18	51	9
	1979	41 995	13	20	23	46	11
CANADA	1970	203 337	100	21	22	48	8
	1975	265 955	100	24	25	41	10
	1979	322 718	100	24	27	36	13

Statistics Canada Publication 57-202
British Columbia includes Yukon and Northwest Territories.

Source * Publication n° 57-202, Statistique Canada.
La Colombie-Britannique comprend le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest.

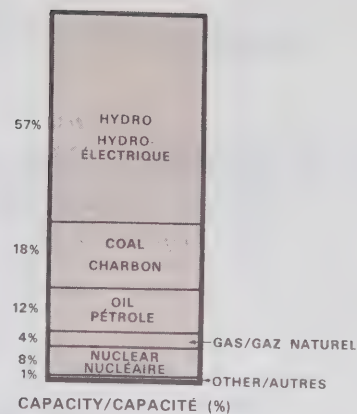
Installed capacity and production by principal fuel type by province in 1979 is illustrated in Figure 6, while Figure 7 shows regional installed capacity and production relative to the Canadian total. Figure 8 indicates installed capacity and production by principal fuel type for 1979. The tables in the Annex provide more detailed numerical information. For example, tables A2 to A6 provide data on: electrical energy production; conventional thermal capacity by principal fuel type; imports and exports with the U.S.; provincial demand for electricity; and proposed generating capacity expansions by type.

fonte de l'aluminium et les pâtes et papiers. La hausse correspondante de la demande des secteurs commercial et résidentiel souligne la hausse récente du chauffage et du refroidissement des locaux à l'électricité.

La figure 6 illustre la capacité installée et la production par principal type de combustible, par province, tandis que la figure 7 montre respectivement la capacité installée et la production, par région, en regard de l'ensemble du Canada. La figure 8 illustre la capacité installée et la production par principal type de combustible pour 1979. Les tableaux à l'annexe fournissent des chiffres plus détaillés. Ainsi les tableaux A2 à A6 offrent des données sur: la production d'énergie électrique, la capacité de production thermique classique par principal type de combustible, les importations et exportations avec les États-Unis, la demande provinciale d'électricité, et les projets d'expansion de la capacité par type de production.

Figure 6 Canadian Capacity by Fuel Type, 1979.*

Capacité par type de combustible, 1979.*



Canadian Production by Fuel Type, 1979.*

Production par type de combustible, 1979.*

* Preliminary Data
* Données préliminaires

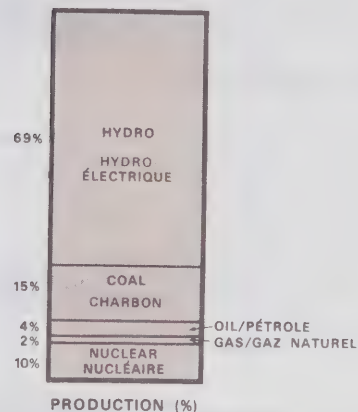
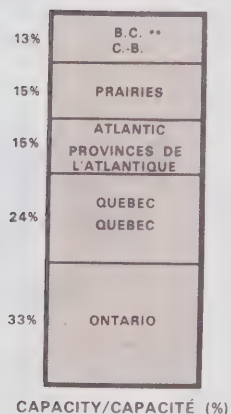


Figure 7 Regional Capacity of Canadian Total, 1979.*

Capacité total par région, 1979.*



Regional Production of Canadian Total, 1979.*

Production total par région, 1979.*

* Preliminary Data
** British Columbia includes Yukon and Northwest Territories
* Données préliminaires
** La Colombie-Britannique comprend le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest

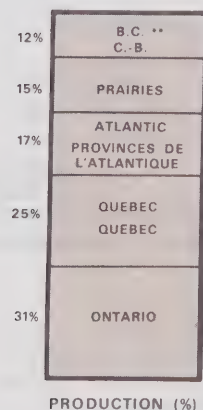
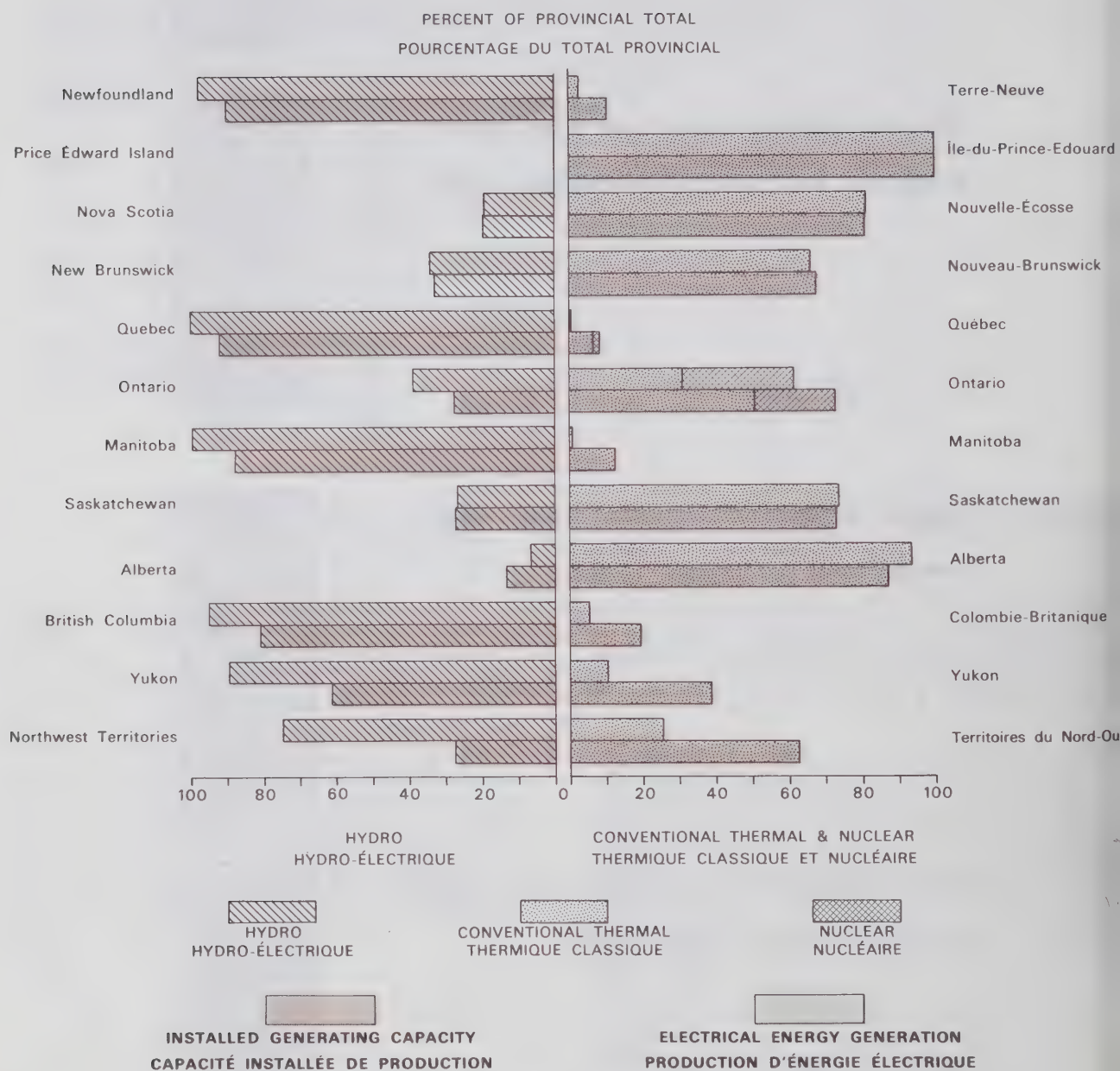


Figure 8 Installed Capacity and Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, 1979.

Figure 8 Capacité installée et production d'énergie électrique par type de combustible, 1979.



FUEL USE

Table 5 provides an overview of the type and quantity of fuel use by utilities by province in 1978. Ontario is by far the largest user, accounting for 60% of the total versus 20% by Alberta, the next largest user. If only fossil fuels are considered, Ontario accounts for about 43% of the total and Alberta about 28%. Ontario is the largest user of coal accounting for about 40% of the total. Alberta is the next largest user, (about 33% of the total), followed by Saskatchewan (19%).

Ontario imports in excess of 90% of its coal requirements from the United States and the remainder from Western Canada. Alberta uses its own coal, in mine-mouth plants, as does Saskatchewan, while Manitoba imports coal from Alberta and Saskatchewan. Nova Scotia and New Brunswick use their own coal.

New Brunswick was the single largest user of oil in 1978, accounting for about 39% of the total. Some of this oil was used for electricity exports, (400 MW of the Coleson Cove plant is committed to exports to the U.S. until 1986). Nova Scotia accounted for

UTILISATION DU COMBUSTIBLE

Le tableau 5 donne un aperçu général des types et quantités de combustibles utilisés en 1978 par les services d'électricité, par province. L'Ontario est le plus grand consommateur de combustibles avec 60 % de la consommation totale du Canada, par rapport à 20 % pour l'Alberta, deuxième au classement national. Dans le cas des combustibles fossiles, un taux d'environ 43 % de la consommation totale fait de l'Ontario le plus grand utilisateur précédent l'Alberta et ses 28% environ. L'Ontario est aussi le plus grand consommateur de charbon (40 % du total environ), suivi de l'Alberta (environ 33 % du total) et de la Saskatchewan (19 %).

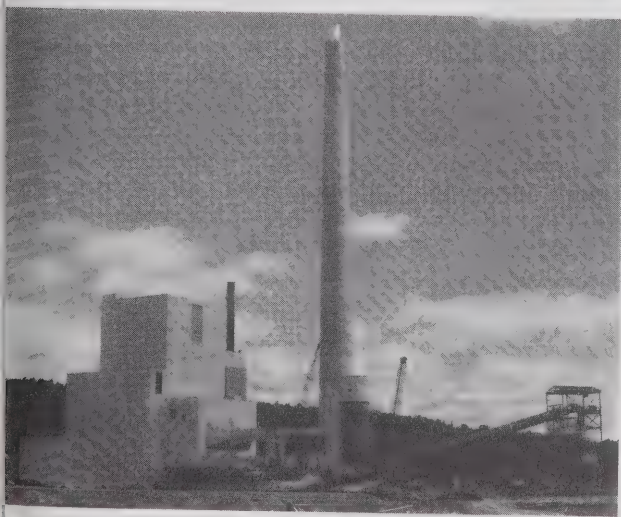
L'Ontario importe plus que 90 % de son charbon des États-Unis et le reste de l'Ouest du Canada. L'Alberta et la Saskatchewan utilisent leur propre charbon dans les centrales situées à la mine. Le Manitoba l'importe de l'Alberta et de la Saskatchewan. La Nouvelle-Écosse et le Nouveau-Brunswick consomment également leur propre charbon.

En 1978, le Nouveau-Brunswick était le plus grand consommateur de pétrole, puisqu'il utilisait environ 39 % du total. Une certaine partie de ce pétrole a servi à produire de l'électricité destinée à l'exportation (la centrale de Coleson Cove s'est engagée à exporter 400 MW aux États-Unis jusqu'en 1986). La Nouvelle-Écosse a utilisé 30 % du total et l'Ontario l'y suivie de loin avec 15 %. Un total de 79 % de toute l'électricité produite au Canada à partir du pétrole provient de la région de l'Atlantique (tous les approvisionnements ont été importés, surtout du Venezuela et du Moyen-Orient). Le reste du pétrole consommé au Canada provenait de sources intérieures.

Le gaz naturel utilisé provient de sources intérieures et a presque entièrement été consommé en Ontario et en Alberta (28 % et 62 % respectivement), sauf le peu employé en Saskatchewan et la Colombie-Britannique.

L'Ontario est la seule province à se servir d'uranium pour produire de l'électricité; cet uranium provient d'ailleurs de ses propres mines.

L'utilisation du combustible, en ce qui concerne la production d'électricité, évolue vers le charbon et l'uranium et s'éloigne du pétrole et du gaz naturel. L'Ontario a



New Brunswick Power's Dalhousie generating station, showing the recently added number 2 oil/oil fired unit.

centrale de Dalhousie de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick, montrant l'augmentation récente du groupe n. 2 alimenté au charbon et au pétrole.

Table 5 Fossil Fuel Use by Utilities, 1978.

Tableau 5 Consommation de combustibles fossiles, 1978.

	Coal	Oil	Gas	Energy Content	% of Total	
	Charbon	Pétrole	Gaz	Teneur énergétique	% du total	
	(a)	(b)	(c)	(d)		
Newfoundland	-	252	-	10	1.4	Terre-Neuve
Prince Edward Island	-	83	-	3	0.4	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	472	965	-	53	7.2	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	151	1 257	-	56	7.6	Nouveau-Brunswick
Quebec	-	76	-	3	0.4	Québec
Ontario	9 097	491	654	315	42.9	Ontario
Manitoba	337	19	-	6	0.8	Manitoba
Saskatchewan	4 585	6	222	78	10.6	Saskatchewan
Alberta	7 831	4	1 474	205	27.9	Alberta
British Columbia	-	33	16	2	0.3	Colombie-Britannique
Yukon & Northwest Territories	-	61	-	2	0.3	Yukon et T.N.-O.
CANADA	22 474	3 249	2 377	735	100.0	CANADA
Thousands of metric tons			(a)	En milliers de tonnes métriques		
Thousands of kilolitres			(b)	En milliers de kilolitres		
Millions of cubic meters			(c)	En millions de mètres cubes		
Thousands of terajoules			(d)	En milliers de térajoules		
National Energy Board			Source	Office national de l'énergie		

	Coal	Oil	Gas	Uranium	Total	% of Canadian Total	
	Charbon	Pétrole	Gaz	Uranium	Total	% du total canadien	
Terajoules/térajoules							
Newfoundland	-	10	-	-	10	1.0	Terre-Neuve
Prince Edward Island	-	3	-	-	3	0.3	Île-du-Prince-Édouard
Nova Scotia	13	40	-	-	53	5.0	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	4	52	-	-	56	5.3	Nouveau-Brunswick
Quebec	-	3	-	-	3	0.3	Québec
Ontario	270	20	25	317	632	60.2	Ontario
Manitoba	6	1	-	-	6	0.6	Manitoba
Saskatchewan	69	-	8	-	78	7.4	Saskatchewan
Alberta	149	-	56	-	205	19.5	Alberta
British Columbia	-	1	1	-	2	0.2	Colombie-Britannique
Yukon, NWT	-	2	-	-	2	0.2	Yukon, T.N.-O.
CANADA	510	134	91	317	1 052	100.0	CANADA
		Less than 1%			*	Moins de 1 %	
		Statistics Canada			Source	Statistique Canada	

a further 30%, with Ontario a distant third, (15%). The Atlantic Region in total accounted for 79% of the oil used for electricity generation (all imported, mainly from Venezuela and the Middle East). The remainder of the oil used in Canada was from domestic sources.

Ontario and Alberta were responsible for most of the natural gas used, (28% and 62% respectively), with the remainder used in Saskatchewan and B.C. All natural gas is from domestic sources.

Ontario is the only user of uranium to generate electricity; the uranium is from Ontario mines.

The evolution of fuel use for electricity generation tends toward coal and uranium, and away from oil and natural gas. Ontario's use of natural gas for electricity generation was halved in 1978 relative to 1977 and is expected to decline further so that only nominal amounts of natural gas will be used from the early 1980's onward. Alberta, the other major user of natural gas, will continue to increase its use in the short term, as a result of recent additions to gas-fired capacity. This province now discourages the use of gas for electricity generation, and no additional gas-fired generating units are anticipated. Coal, nuclear and hydro will be used increasingly to reduce oil consumption in the Atlantic region, the major user of oil. New coal-fired units came into service in Nova Scotia and New Brunswick in 1979; another coal-fired unit will be installed in Nova Scotia in 1980 with two more proposed for 1985-86. In New Brunswick a nuclear unit is expected to be on line by 1981. The major additional requirements in Newfoundland will be supplied by new hydro plants. Hence it is anticipated that the percentage of electricity generated from oil in the Atlantic region will drop from the 46.8% of total generation in 1979 to 32.3% by 1985 and 13% by 1990..

Additional information on fuel use by electric utilities can be found in Statistics Canada publication 57-202, Electric Power Statistics, Volume 2.

New Brunswick Power's Lepreau nuclear plant is located on the Bay of Fundy. This first nuclear unit in the Atlantic region is expected to be in service in 1981.

La centrale nucléaire de Lepreau de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick est située sur la rive de la baie de Fundy. La mise en service de cette première centrale nucléaire dans la région de l'Atlantique est prévue pour 1981.

diminué de moitié son utilisation de gaz naturel pour la production d'électricité en 1978, par rapport à 1977, et semble vouloir la réduire jusqu'à ce que seulement une quantité nominale de gaz naturel soit consommée dès le début des années 80. L'Alberta, l'autre grand consommateur de gaz naturel, continuera d'en augmenter l'utilisation à court terme, par suite des ajouts qu'elle a effectués récemment à sa capacité de production au gaz naturel. Cette province décourage désormais l'usage de gaz naturel pour la production d'électricité, et aucun autre groupe électrogène alimenté au gaz naturel n'est prévu.

Le charbon, l'énergie nucléaire et l'hydro-électricité serviront de plus en plus à réduire la consommation du pétrole dans la région de l'Atlantique, là où se consomme la plus de pétrole. De nouveaux groupes alimentés au charbon sont entrés en service en 1979 en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick; un autre groupe au charbon sera installé en Nouvelle-Écosse en 1980, et deux autres sont projetés pour 1985-1986. Au Nouveau-Brunswick une installation nucléaire devrait être reliée au réseau d'ici 1981. Les principaux besoins supplémentaires de Terre-Neuve seront assurés par de nouvelles centrales hydro-électriques. Voilà pourquoi l'on s'attend que le pourcentage d'électricité produite à partir du pétrole dans la région de l'Atlantique diminuera de 46,8 % de la production totale de 1979 à 32,3 %, d'ici 1985 et à 13 %, d'ici 1990.

Pour obtenir de plus amples renseignements sur les combustibles utilisés par les services d'électricité, il suffit de consulter la publication n° 57-202 de Statistique Canada (Statistiques de l'énergie électrique, volume II).



DEMAND FORECASTING AND ELECTRICITY SUBSTITUTION

Increased demand for electricity is basically a function of growth of population, economic activity, and the price of electricity relative to prices of competing fuels such as oil and gas. The very high correlation between electricity demand and economic activity as measured by real gross national product (GNP) is illustrated in Figure 5. The annual rate of growth in electricity demand was very stable, at about 6% to 7%, for the 25 years up to 1973, during which period the rate of growth of real GNP was about 5%, with population growth at about 2%. The rapid increase in energy prices, and the relatively low level of economic activity in Canada, as well as in most other countries, has tended to reduce the annual rate of increase in energy consumption. Since 1973, when there was a quadrupling of world oil prices, the annual growth rate of electricity demand has fluctuated considerably, but the compound annual growth rate has been about 4.2% during which period the rate of economic growth has been 3.2%, (below its potential growth of about 5%). Although it is difficult to specify the role played by the various factors, the reduced rate of electricity demand is undoubtedly caused by a combination of: the relatively low rate of economic growth; much higher electricity prices; and conservation measures.

In view of the unsettled economic conditions, both in Canada and elsewhere, during this period of rapidly rising energy prices plus the uncertainty about the availability and price of fossil fuels, it is very difficult to forecast electricity demand with any high degree of confidence. However it can be stated with some certainty that growth of electricity demand will be lower during the period from 1980 to 2000 than it was during 1960 to 1980 because of lower economic growth, lower population growth and much higher energy prices. A comparison of the annual growth rate of population, economic activity and total energy demand for the 1960-1980 period as well as those forecast for 1980-2000 are shown in Table 6.

PRÉVISION DE LA DEMANDE ET SUBSTITUTION DE L'ÉLECTRICITÉ

La hausse de la demande d'électricité est essentiellement fonction de la croissance démographique, de l'activité économique et du prix de l'électricité par rapport à celui des combustibles concurrentiels comme le pétrole et le gaz. La très étroite corrélation entre la demande d'électricité et l'activité économique, telle que mesurée d'après le produit national brut (P.N.B.) réel, est illustrée à la figure 5. Le taux annuel de croissance de la demande d'électricité a connu une grande stabilité, soit de 6 à 7 %, entre 1948 et 1973, période pendant laquelle le taux de croissance du P.N.B. réel s'est maintenu à environ 5 % et celui de la population à environ 2 %. La rapide augmentation des prix de l'énergie et le niveau relativement faible de l'activité économique au Canada, de même que dans la plupart des autres pays, ont contribué à réduire le taux annuel de croissance de la consommation d'énergie. Depuis 1973, soit depuis que les prix mondiaux du pétrole ont quadruplé, le taux annuel de croissance de la consommation d'électricité a grandement fluctué, mais le taux annuel composé de croissance s'est toutefois maintenu à 4,2 % et le taux de croissance économique à 3,2 % (valeur inférieure au taux prévu de 5 %). Bien qu'il soit difficile de dire exactement quel rôle ont joué les différents facteurs en cause, il ne fait aucun doute que la baisse de la demande d'électricité soit due au taux relativement faible de la croissance économique, à la forte hausse des prix de l'électricité et aux mesures d'économie d'énergie.

Compte tenu de l'instabilité des conditions économiques qui règnent au Canada et ailleurs en cette période de hausse rapide des prix de l'énergie, et de l'incertitude qui entoure la disponibilité et le prix des combustibles fossiles, il est très difficile de prévoir avec assurance le cours que prendra la demande d'électricité. On peut toutefois s'attendre que celle-ci n'augmentera pas autant de 1980 à l'an 2000 que de 1960 à 1980 en raison de la baisse de la croissance économique et démographique et de la hausse des prix de l'énergie. Le tableau 6 présente une comparaison des taux annuels de croissance de la population, de l'activité économique et de la demande totale d'énergie enregistrés pour la période allant de 1960 à 1980 et les taux prévus pour la période allant de 1980 à 2000.

Table 6 Forecasts of Annual Growth Rate of GNP, Population and Primary Energy.

Tableau 6 Prévisions annuelle du taux de croissance du P.N.B., de la population et de l'énergie primaire.

	1960 - 1979	1980 - 2000	
Real GNP	4.70	3.50	P.N.B. réel
Population	1.46	0.95	Population
Primary Energy	4.70	2.30	Énergie primaire

Energy, Mines and Resources, Energy Demand Forecasting Model.

Source Énergie, Mines et Ressources modèle prévisionnel de la demande d'énergie

The Canadian utilities are expending considerable effort to improve their forecasting techniques, in recognition of the fact that the future is considerably more uncertain than was the past. Since a utility forecast of electricity demand is a basic building block upon which their system expansion plan is based, it is essential that the utilities have the best possible forecasts by presenting the probable ranges of demand. Hence the utility must plan to meet the most likely forecast demand, but also be flexible enough to advance or delay projects if actual demand is higher or lower than that forecasted. Studies indicate that it is more costly to have inadequate capacity than to have excess capacity, and it is less costly to slow expansion than to accelerate it, so utilities would rather plan to have a slight excess of capacity. This is especially true now, when electricity may be called upon to substitute for oil, for which the supply is uncertain.

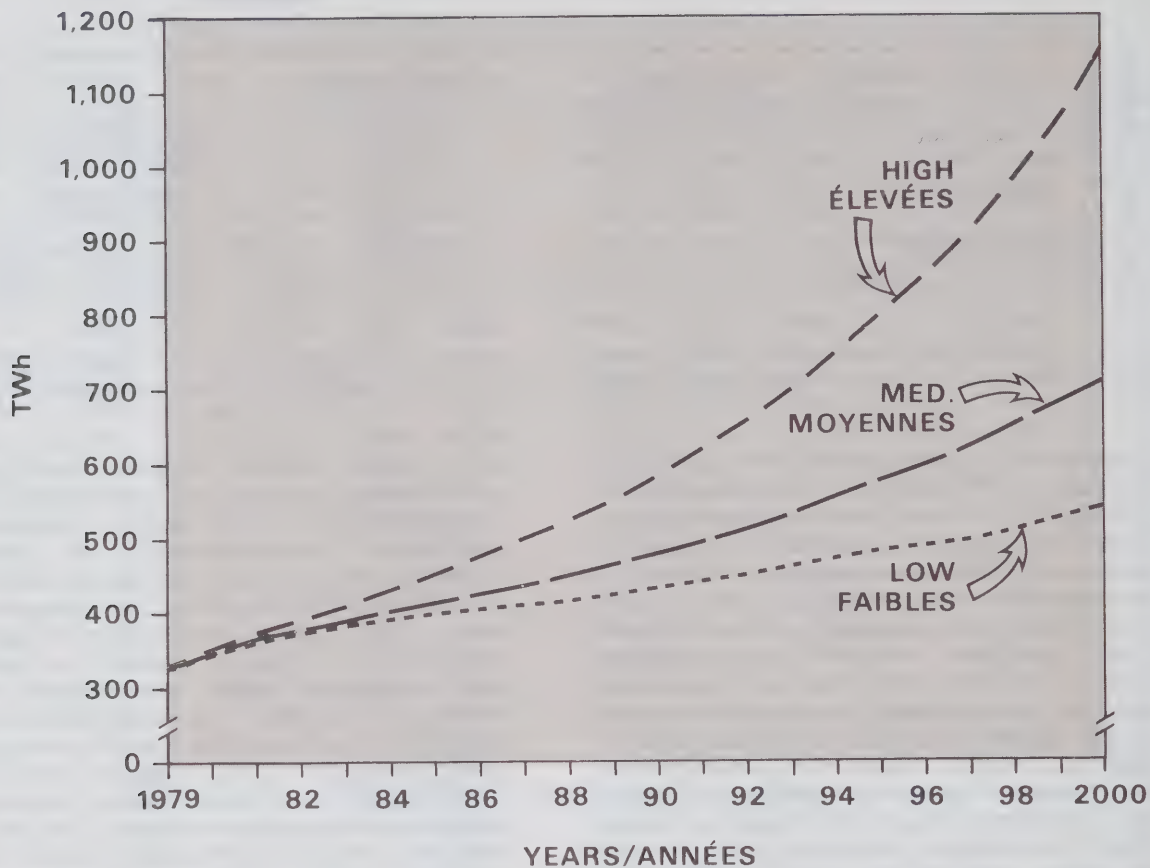
The latest most likely forecasts of Canadian electricity demand as prepared by the National Energy Board are shown in Figure 9. The utilities' latest forecasts of load growth (upon which their system expansion 1980-2000 is based) are detailed in this section.

Au Canada, les services d'électricité consacrent beaucoup d'efforts à l'amélioration de leurs techniques de prévision, reconnaissant le fait que l'avenir est de beaucoup plus incertain que ne l'était le passé. Ils requièrent, en effet, des prévisions aussi justes que possible de la demande probable d'électricité sur lesquelles fonder l'expansion de leurs réseaux. Il faut que leur expansion soit planifiée en fonction des prévisions les plus probables de la demande, tout en leur permettant de rester assez souples pour accélérer ou ralentir leurs projets si la demande réelle se révèle supérieure ou inférieure aux prévisions. Comme, d'après certaines études, il est plus coûteux d'avoir une insuffisance de capacité plutôt qu'un surplus, et moins coûteux de ralentir l'expansion que de l'accélérer, les services d'électricité doivent viser un léger surplus de capacité. Cette situation est d'autant plus actuelle que l'électricité peut être appelée à remplacer le pétrole dont les approvisionnements se font de plus en plus incertains.

La figure 9 compare les dernières prévisions les plus probables de la demande canadienne d'électricité, ainsi que préparées par l'Office national de l'énergie et Statistique Canada, selon les données fournies par les services d'électricité. Elles ne représentent pas les sommets et les creux à prévoir, mais illustrent plutôt les grandes différences qui existent entre elles. Le présent chapitre traite en détail des plus récentes prévisions faites par les services d'électricité (sur lesquelles l'expansion de leurs réseaux est fondée, pour la période allant de 1980 à 2000).

Figure 9 Electrical Energy Forecast.

Figure 9 Prévisions relatives à l'énergie électrique.



National Energy Board SOURCE Office national de l'énergie

	%	
Newfoundland	4.3	Terre-Neuve
Prince Edward Island	4.0	Ile-duPrince-Édouard
Nova Scotia	3.5	Nouvelle-Écosse
New Brunswick	4.1	Nouveau-Brunswick
Quebec	6.4	Québec
Ontario	3.5	Ontario
Manitoba	3.4	Manitoba
Saskatchewan	4.0	Saskatchewan
Alberta	6.1	Alberta
British Columbia	5.8	Colombie-Britannique

Electric Utilities SOURCE Services d'électricité

Table 7 Forecasts of Generating Capacity and Production for Utilities Only.

Tableau 7 Prévisions relatives à la capacité et à la production des services publics seulement.

Installed Capacity Puissance installée				
(MW)				
	<u>Conventional Thermal</u> <u>Thermique Classique</u>	<u>Nuclear</u> <u>Nucléaire</u>	<u>Hydro</u> <u>Hydro-électrique</u>	<u>Total</u>
1980	25 476	5 064	39 454	69 994
1985	29 260	10 098	50 647	90 005
1990	37 052	15 103	61 912	114 067
1995	43 016	17 855	76 453	137 324
2000	52 274	24 704	89 111	166 089

Production				
(TWh)				
	<u>Conventional Thermal</u> <u>Thermique Classique</u>	<u>Nuclear</u> <u>Nucléaire</u>	<u>Hydro</u> <u>Hydro-électrique</u>	<u>Total</u>
1980	74.9	34.0	198.6	307.5
1985	86.6	67.0	263.7	417.2
1990	99.9	93.9	317.8	511.6
1995	118.5	122.4	400.2	641.1
2000	149.7	169.2	469.4	788.4

SUBSTITUTION

Electricity has comprised an increasingly large percentage of total Canadian energy supply for many years and this percentage is expected to increase in the future. The 34% which electricity comprises of primary energy supply in 1979 is expected to increase to about 45% in 1990 and 50% in 2000, mainly at the expense of oil.

The major problem in Canadian energy supply, at this time, is the availability of oil; there are adequate quantities of natural gas and electricity available into the foreseeable future. Hence the federal government policy is to use natural gas and electricity to displace oil to the extent feasible. Electricity can most readily be used to displace oil for space heating. It is expected that there will be some conversion from oil to electricity for this use; it is anticipated that in the future electricity will capture a larger percentage of the space heating market. This is especially true since the price of electricity is expected to increase much less rapidly than the price of either natural gas or oil. The second half of the 1970's saw a very rapid increase in the price of electricity, and it is expected that the price increases during the 1980's will be substantially slower, probably about the rate of inflation, resulting in no increase in the inflation free cost of electricity.

The extent to which electricity will be used for space heating is one of the major uncertainties with respect to its future demand. It is not expected that major new uses of electricity, for example in transportation, for electric cars and railways, will be significant until at least the 1990's.

EXPORTS AND IMPORTS

Canada's net exports of electricity to the United States increased by about 52% during 1979 over 1978, to a total of 29 586 GWh, resulting from exports of 31 378 GWh and imports of 1 792 GWh. The net exports represent 9% of net Canadian electricity generation, (6% in 1978).

SUBSTITUTION

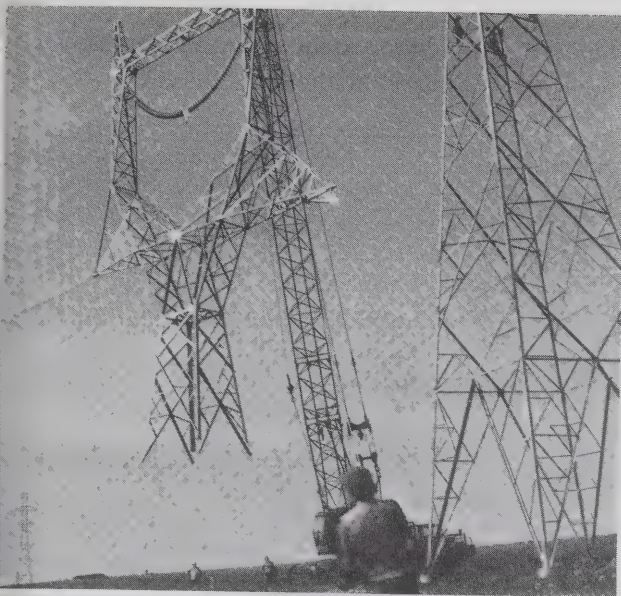
Depuis de nombreuses années, l'électricité représente un pourcentage croissant des approvisionnements totaux d'énergie au Canada, pourcentage qui devrait continuer de croître dans l'avenir. Les 34 % qui représentent l'électricité au chapitre des approvisionnements d'énergie primaire en 1979 devraient passer à environ 45 % en 1990 et à 50 % en l'an 2000, surtout aux dépens du pétrole.

Le plus grand problème auquel se heurte actuellement le Canada sur le plan des approvisionnements d'énergie est la disponibilité du pétrole. Aussi, comme il y a du gaz naturel et de l'électricité en quantité suffisantes pour de nombreuses années encore, le gouvernement fédéral compte les substituer au pétrole dans toute la mesure du possible. L'électricité peut très facilement remplacer le pétrole pour le chauffage des locaux, secteur où l'on ne peut s'attendre qu'à une conversion limitée quoique toujours croissante, dans l'avenir. Ceci est d'autant plus vrai que le prix de l'électricité devrait augmenter moins rapidement que celui du gaz naturel ou du pétrole. Même si le prix de l'électricité connaît une hausse très rapide pendant la deuxième moitié des années 70, il ne devrait pas augmenter aussi rapidement au cours des années 80; il se situera probablement au alentours du taux d'inflation, et, de ce fait, il n'en résultera aucune hausse du coût de l'électricité, exclusion faite de l'inflation.

La mesure dans laquelle l'électricité servira au chauffage des locaux est l'une des principales causes d'incertitude quant à la demande future. On ne prévoit pas la découverte d'importants usages nouveaux de l'électricité avant au moins les années 90, par exemple dans le secteur des transports, soit les voitures ou les voies ferrées électriques.

EXPORTATIONS ET IMPORTATIONS

En 1979, les exportations nettes d'électricité aux États-Unis ont augmenté d'environ 52 % par rapport à 1978, pour atteindre un total de 29 586 GWh, soit 31 378 GWh en exportations et 1 792 GWh en importations. Les exportations nettes représentent 9 % de la production nette d'électricité au Canada (6 % en 1978).



Manitoba Hydro contractors lift into place a transmission tower for the 500 kV Winnipeg - Minneapolis transmission line.

Des employés de la Manitoba Hydro dressent un pylone de la ligne de transport de 500 kV de Winnipeg à Minneapolis.

New Brunswick, Quebec, Ontario and Manitoba all experienced increased exports to the U.S. during the year relative to 1978, while B.C. had a slight decline. The major increased exports were from Quebec, where the amount exported was about five and a half times that of the previous years and over 13 times that of 1977. Most of Quebec's increased exports to the U.S. were as a result of increased interconnection capacity, and resulted in decreased exports to neighboring provinces.

Electricity trade with the U.S. over the last five years, exports by source of generation, and the associated revenue and costs are shown in Table 8.

Both the amount of energy exported to the U.S. and the revenue received have increased substantially over this period. The major reasons for increased exports are: periods of inadequate supply in the U.S., and displacement in the U.S. of high cost electricity generated from fossil fuels by imports of relatively low cost hydro and nuclear generated electricity. Canadian exports of electricity have been generated predominantly from hydro and coal, with some from oil and nuclear.

There are about 30 Canada-U.S. interconnections of 69 kV or over, with a power transfer capability of about 9 000 MW. The approved interconnection in 1979 consisted of upgrading of a line between New Brunswick and Maine of 138 kV from 69 kV. (Table 9).

Pendant l'année, le Nouveau-Brunswick, le Québec, l'Ontario et le Manitoba ont tous connu une hausse de leurs exportations aux États-Unis par rapport à 1978, tandis que la Colombie-Britannique a subi une légère baisse. La plus grande hausse a été enregistrée au Québec, où les exportations ont été d'environ cinq fois et demie supérieures à celles des années précédentes et plus de treize fois supérieures à celles de 1977. Cette hausse, due surtout à l'accroissement de la capacité d'interconnexion du Québec avec les États-Unis, a entraîné une baisse des exportations aux provinces voisines.

Le tableau 8 montre les échanges d'énergie électrique avec les États-Unis au cours des cinq dernières années, les exportations et leur source de production, ainsi que les revenus et les coûts associés.

La quantité d'énergie exportée aux États-Unis et les revenus réalisés ont considérablement augmenté pendant cette période. Il y a deux grandes raisons à cela: les périodes de pénurie aux États-Unis et le remplacement aux États-Unis de l'électricité à coût élevé produite à partir de combustibles fossiles par l'importation d'électricité relativement bon marché de source hydraulique ou nucléaire. L'électricité qu'exporte le Canada est produite surtout à partir des ressources hydrauliques et charbonnières, et dans une moindre mesure, nucléaires et pétrolifères.

Il y a environ 30 interconnexions canado-américaines de 69 kV ou plus, d'une capacité de transfert d'environ 9 000 MW. En 1979, la capacité d'une interconnexion, soit entre le Nouveau-Brunswick et le Maine, a été portée à 69 kV à 138 kV. (Tableau 9)

Table 8 International Electricity Trade.
Tableau 8 Commerce international d'électricité.

	1975	1976	1977	1978	1979	
	GWh					GWh
Exports (a)	7 050	10 053	18 509	20 542	30 491	Exportations (a)
Imports (a)	349	471	1 060	185	24	Importations (a)
Net Exports	6 701	9 582	17 449	20 357	30 467	Exportations nettes
Generation Source For Exports: (b)						Source de production des exportations (b)
Hydro	3 032	3 016	5 738	6 984	14 941	Hydroélectrique
Imported Coal	2 256	4 323	8 514	10 476	11 587	Charbon importé
Imported Oil	494	1 206	2 961	2 260	3 354	Pétrole importé
Canadian Fossil Fuels	353	302	555	411	128	Combustibles fossiles canadiens
Nuclear	-	-	-	-	177	Nucléaire
Other (c)	917	1 206	740	411	305	Autre
Total	7 050	10 053	18 509	20 542	30 491	Total
Revenue/Costs \$M						Revenus/coût (en millions de dollars)
Exports	104.89	173.77	419.27	478.55	738.51	Exportations
Imports	2.87	6.56	13.13	1.76	0.70	Importations
Net Revenue	102.02	167.21	406.14	476.79	737.81	Revenus nets
Excludes no-value exchanges.	(a)	À l'exclusion des échanges sans valeur.				
Estimated from data for major utilities.	(b)	Selon les données fournies par les principaux services d'électricité.				
Includes purchases for export where the generation source is unknown.	(c)	Comprend les achats pour exportation dont la source de production est inconnue.				

Table 9 Major (100 MW Capacity or Over) Interconnections Between Canada and the United States.
Tableau 9 Grandes interconnexions (capacité de 100 MW ou plus) entre le Canada et les États-Unis.

Province*	State/ État	Voltage/ Tension (kV)	Power Transfer Capability/ Capacité de transfert d'énergie (MW)
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick	Maine	345	500
Québec	New York	765	1200
	New York	2 x 120	100
	Vermont	120	100
Ontario	New York	230	470
		230	400
	Michigan	2 x 230	300
		230	535
		230	515
		345	710
		345	760
Manitoba	North Dakota	230	150
	Minnesota	230	175
British Columbia/ Colombie-Britannique	Washington	230	350
		230	300
		2 x 500	700

Installed interconnections; simultaneous transfer capability can be considerably less.

* Interconnexions déjà en place; la capacité de transfert simultané peut être de beaucoup inférieure.

Planned or proposed additional or upgraded interconnections between Canada and the U.S. are indicated in Table 10.

A major study of Canada/U.S. electricity exchanges was completed in 1979. Some of the main recommendations are outlined in the "Highlights" section of this issue.

Le tableau 10 présente les interconnexions supplémentaires où améliorées que l'on projette où prévoit en direction des États-Unis.

Une étude approfondie des échanges d'électricité entre le Canada et les États-Unis a été réalisée en 1979. Les principales recommandations sont données au chapitre des "Faits saillants" de la présente publication.

Table 10 Planned Interconnections to USA.

<u>Province</u>	<u>State/Etat</u>	<u>Planned for</u>	<u>Voltage</u>	<u>Estimated Power Transfer Capability</u>
			(kV)	(MW)
Manitoba (a)	Minnesota	1980	500	1 000
Ontario (b)	New York	1981	345	1 150
Saskatchewan (a)	North Dakota	1981	230	200
Ontario* (b)	New York	1983	345	1 150
Manitoba (c)	Nebraska/ Dakotas	1985	+450 DC/ 500 AC	1 000 1 500

Tableau 10 Interconnexions projetées vers les États-Unis.

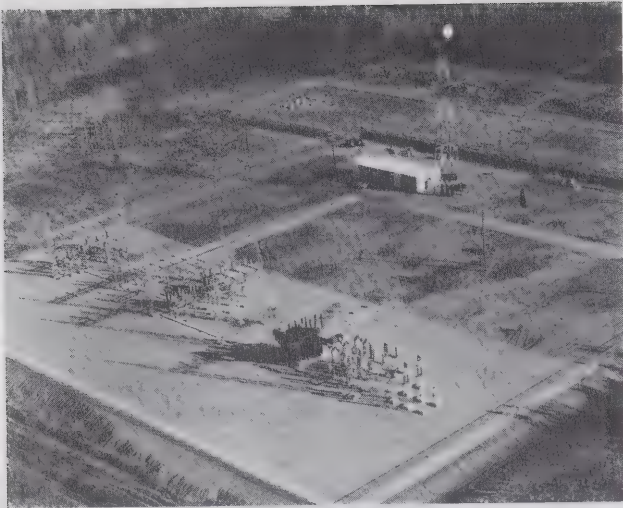
Simultaneous transfer capability is approximately 1 800 MW.

* La capacité de transfert simultané est d'environ 1 800 MW.

Under construction (a) En construction.
Proposed (b) Prévue.
Under serious review (c) Construction sérieusement envisagée.

Applications for the proposed Alberta interconnections are before the Alberta Energy Resources Conservation Board. Decisions on these applications are expected during 1980. These interconnections are very significant: the B.C. - Alberta tie would strongly tie these two provinces, while the Alberta - Saskatchewan intertie would close the lone remaining gap to linking all provinces, leaving the ties between Eastern and Western Ontario and between Ontario and Quebec as the weakest links in a cross-country grid. However such a grid would not include the island of Newfoundland. Newfoundland's tie to the grid could be accomplished by the mid to late 1980's, with development of additional Labrador hydro, from which power would be transmitted to the island and the sites tied in to the Churchill Falls plant. Feasibility studies for this project are expected to be completed by mid-1980 and a decision on development taken by the end of 1980.

Les demandes concernant les interconnexions prévues en Alberta ont été déposées auprès de l'Alberta Energy Resources Conservation Board: les décisions seront vraisemblablement prises en 1980. Ces interconnexions sont d'une importance capitale: le raccordement Colombie-Britannique/Alberta relierait étroitement ces deux provinces, tandis que celui entre l'Alberta et la Saskatchewan permettrait de combler le seul vide du réseau interprovincial. Cette réalisation ferait des raccordements entre l'est et l'ouest de l'Ontario et entre l'Ontario et le Québec les maillons les plus faibles de ce réseau trans-canadien. Le réseau ne comprend toutefois pas l'île de Terre-Neuve; le raccordement avec cette province pourrait se faire vers le milieu des années 80, grâce à l'énergie hydro-électrique additionnelle produite au Labrador et distribuée dans l'île et aux emplacements raccordés à la centrale de Churchill Falls. Les études de faisabilité concernant ce projet seront vraisemblablement terminées vers le milieu de 1980, et les décisions quant à l'exploitation prises vers la fin de cette même année.



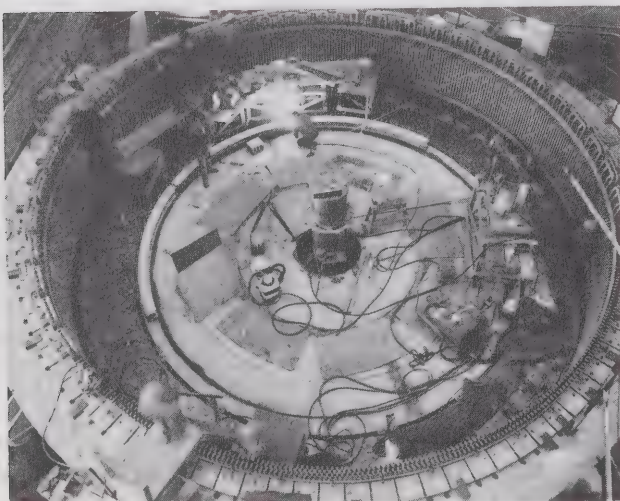
The Salisbury Terminal is part of a strengthened 345 kV interconnection extending from Salisbury, New Brunswick to Onslow, Nova Scotia. The microwave tower shown provides part of the control and communications facilities for the terminal.

Le terminal de Salisbury fait partie d'une interconnexion renforcée de 345 kV qui va de Salisbury (N.B.) à Onslow (N.E.). La tour à micro-ondes fournit une partie des installations de contrôle et de communications du terminal.

The Alberta - Saskatchewan tie would also be the strongest tie between Eastern and Western electricity supply systems in North America. The only U.S. tie, of 100 MW capacity, is in Nebraska.

In addition to these interconnections, talks are being held concerning strengthening the N.B. - Quebec tie, and of an HVDC line connecting Alberta to Manitoba to allow Alberta and perhaps Saskatchewan to use the large undeveloped hydro resources in Manitoba. Such a tie could be economically attractive, since load growth in Alberta is, and is forecast to remain, very strong (6.5%/year) while Manitoba is experiencing, and is expected to experience, relatively weak demand (4.1%/year).

Figure 10 illustrates the interprovincial and the Canada-United States electrical energy flows for 1979 while Table A4 provides more detailed information.



De plus, le raccordement Alberta/Saskatchewan serait, en Amérique du Nord, celui qui acheminerait le plus d'électricité entre les réseaux d'approvisionnement de l'Est et de l'Ouest. En effet, le seul raccordement aux États-Unis d'une capacité de 100 MW se trouve dans le Nebraska.

En plus de ces interconnexions, on procède à l'heure actuelle à des entretiens en vue de consolider le raccordement Nouveau-Brunswick/Québec. Les discussions portent également sur la possibilité d'installer une ligne de transport en C.C.H.T. entre l'Alberta et le Manitoba, permettant ainsi à l'Alberta, et peut-être même à la Saskatchewan, d'utiliser le potentiel hydro-électrique considérable et encore inexploité du Manitoba. Un tel raccordement serait très rentable, puisque l'accroissement de la charge en Alberta est et demeurera vraisemblablement très élevé (6 % par année) et que la demande au Manitoba est et demeurera probablement plutôt faible (3,5 % par année).

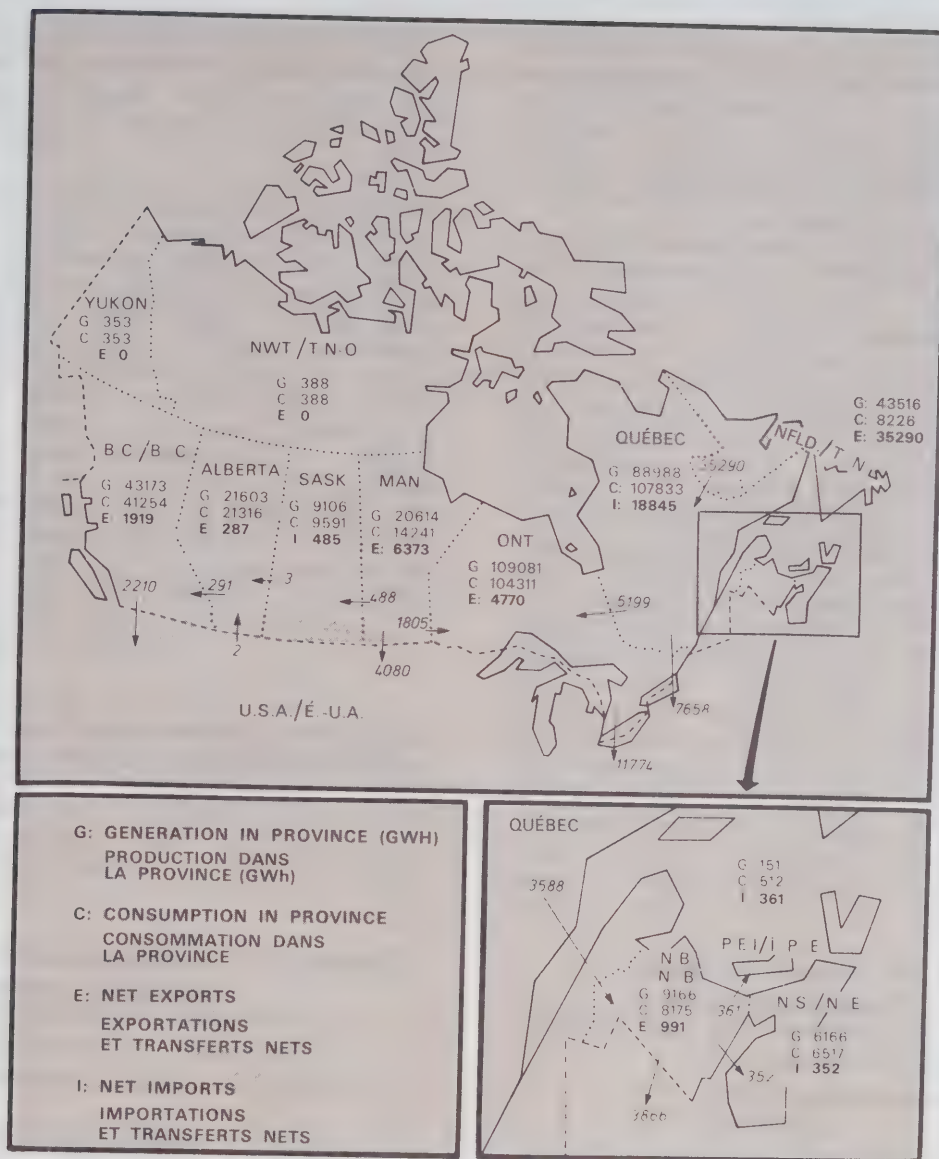
La figure 10 illustre les quantités d'électricité importées et exportées entre les provinces et entre le Canada et les États-Unis en 1979 et le tableau A4 fournit de plus amples détails.

Technicians complete the installation of stator connections for New Brunswick Power's 110 MW unit at the Mactaquac hydroelectric station.

Des techniciens terminent l'installation de raccords de stator à l'unité de 110 MW de la Commission d'énergie électrique du Nouveau-Brunswick à la centrale hydro-électrique de Mactaquac.

Figure 10 Electrical Energy, Net Transfers and Exports, 1979.

Figure 10 Transferts et exportations nets d'énergie électrique en 1979.



INTERPROVINCIAL TRANSFERS

Information on the major existing interprovincial interconnections is provided in Table 11.

TRANSFERTS INTERPROVINCIAUX

Le tableau 11 donne des renseignements sur les principales interconnexions existant entre les provinces.

Table 11 Existing Provincial Interconnections.

Connection/Connexion	Capacity/Capacité	Capacity/Capacité	
		Installed/ Installée	Firm/ Garantie
	(kV)	(MW)	
British Columbia/ Colombie-Britannique--Alberta	1 x 138	110	80
Saskatchewan-Manitoba	3 x 230	400	400
Manitoba-Ontario	2 x 230 1 x 115	260	260
Québec-Ontario	4 x 230 2 x 138	1 300	1 300
Québec-Newfoundland/ Terre-Neuve	3 x 735	5 225	4 300
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick--Québec	1 x +230 (HVDC)	350	460
New Brunswick-Nova Scotia Nouveau-Brunswick--Nouvelle-Écosse	2 x 138 1 x 345	600	600
New Brunswick-Prince Edward Island Nouveau-Brunswick--Île-du-Prince-Édouard	2 x 138	200	100

Tableau 11 Principales interconnexions entre les provinces.

Proposed additional interconnections are shown in Table 12.

Les interconnexions supplémentaires prévues sont mentionnées au tableau 12.

Tableau 12 Proposed Provincial Interconnections

	Connections/ Connexions (kV)	Year/ Année	Capacity/Capacité	
			Installed/ Installée	Firm/ Garantie
			(MW)	
British Columbia/ Colombie-Britannique--Alberta (a)	1 x 500 (AC) (CA)	1982	800	-
Alberta-Saskatchewan (b)	240 DC Link Connecteur CC	1982	100	100

Tableau 12 Interconnexions projetées entre les provinces.

Under construction (a) En construction.
Proposed (b) Prévue.

INDUSTRY STRUCTURE

Electrical energy in Canada is supplied by private and public utilities and by industrial establishments with generation facilities. Most industrial establishments generate energy only for their own use, but some sell energy to municipal distribution systems or utilities.

Industrial establishments which generate electricity do not usually supply their total electrical energy requirements: for example, in 1978 they generated about 80% of their electricity requirements. About 54% of these plants were in the forest products industry, 15% in mining, 11% in metal processing, 3% in chemicals and 17% in other industries. About 80% of industrial establishments with generation facilities are found in Quebec, Ontario and British Columbia, reflecting the concentration of forest product companies, mining companies and aluminum smelting companies in these provinces. Nearly 90% of the electricity generated by industrial establishments is from hydro-electric sources.

Over time the amount of energy generated by utilities has been an increasing percentage of the total electrical energy generated in Canada, as shown in Table 13. For more detailed information on the amounts of electricity generated by utilities and industrial establishments by province see Table A2.

Table 13 Percentage Production by Utilities and Industrial Establishments, 1977-1979.

Year	Utilities	Industrial Establishments
Année	Services publics	Établissements industriels
1977	88.4	11.6
1978	88.6	11.4
1979	90.2	9.8

Statistics Canada
Publication 57-202.

Source

STRUCTURE DE L'INDUSTRIE

L'électricité provient des services des secteurs privé et public, ainsi que d'établissements industriels dotés d'installations de production. La production de la plupart de ces établissements ne sert qu'à répondre à leurs propres besoins, mais certains en vendent à des services publics ou à des réseaux municipaux de distribution.

Les établissements industriels consomment habituellement plus d'énergie qu'ils n'en produisent. En 1978, leur production d'électricité, dont près de 90 % proviennent de sources hydro-électriques, n'a répondu qu'à environ 80 % de leurs besoins. Parmi les centrales électriques leur appartenant, 54 % opèrent dans le secteur des produits forestiers, 15 % dans l'exploitation minière, 11 % dans le traitement des métaux, 3 % dans les produits chimiques et 17 % dans les autres industries. Le fait qu'environ 80 % des établissements industriels producteurs d'électricité sont installés au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique reflète la forte concentration de sociétés forestières, de sociétés minières et d'alumineries dans ces provinces.

Au cours des années, la quantité d'énergie produite par les services d'électricité a représenté un pourcentage de plus en plus élevé de la production globale du Canada, comme l'indique le tableau 13. Pour de plus amples renseignements sur les quantités

Tableau 13 Pourcentage de production des services publics et des établissements industriels, 1977-1979.

Publication n° 57-202,
Statistique Canada.

The trend in Canada is toward greater public ownership of electric utilities. Over the years, provincial governments have taken over investor-owned electric utilities, based on provincial expectations that publicly-owned utilities are able to provide electricity more cheaply, due to such factors as: lower financing cost (a result of the stronger provincial credit ratings) and the consolidation of the provincial electricity supply industry resulting in more efficient supply. In addition, many provinces use electricity supply and pricing as instruments of socio-economic development policy. Hence, the provinces may wish to have more direct control over electrical policy than would be possible if the utilities were investor-owned.

The major electric utilities in each province in Canada, in terms of generating capacity and assets, are provincially-owned except in Prince Edward Island and Alberta. One investor-owned utility supplies electricity in Prince Edward Island. In Alberta, two major investor-owned utilities supply about 80% of electricity with the municipally-owned ones supplying most of the remainder. A central planning body (Electric Utility Planning Council) consisting of representatives of the utilities is responsible for coordinating generation and transmission facilities for all utilities in Alberta. One investor-owned utility in Newfoundland distributes 90% of the electricity used in that province, about 15% of which it generates and the remainder it purchases, mainly from the provincially-owned utility.

Most of the electricity in all provinces is distributed to users by the utility companies. The exception is Ontario where a very large proportion is purchased from Ontario Hydro and distributed by some 330 municipal utilities. Investor-owned utilities supply a small amount of electricity in this province, some of which they generate and some of which they purchase from Ontario Hydro. The names of the electric utilities in each province can be found in the Statistics Canada publication 57-204, Electric Power Statistics Vol. I.

d'énergie électrique produites par les services publics et les établissements industriels, par province, voir le tableau A2.

La récente tendance à la nationalisation au Canada a mené les gouvernements provinciaux à étatiser les services d'électricité surtout en raison du fait qu'ils considéraient que leur coût moindre de financement, dû à leur meilleure cote de crédit, et un approvisionnement plus efficace, grâce à l'unification de l'industrie électrique provinciale, les mettaient seuls en mesure de fournir l'électricité plus économiquement. En outre, nombre de provinces se servent de l'approvisionnement et de l'établissement du prix de l'électricité comme instruments de développement socio-économique. De là le désir des provinces d'exercer un contrôle plus direct sur la politique de l'électricité qu'il ne leur serait possible si les services d'électricité appartenaient à des entreprises d'investissements privés.

Les principaux services d'électricité de chaque province du Canada, au point de vue de l'actif et de la capacité de production, appartiennent aux gouvernements provinciaux respectifs, sauf ceux de l'Alberta et de l'Île-du-Prince-Édouard où une entreprise d'investissements privée produit toute l'électricité. En Alberta, par contre, deux grandes sociétés privées fournissent environ 80 % des approvisionnements électriques, tandis que des services municipaux comblent le reste de la demande. Un organisme central de planification (Electric Utility Planning Council) composé de représentants de différents services y est responsable de la coordination des installations de production et de transport. À Terre-Neuve une société privée distribue 90 % de l'électricité; elle en produit environ 15 % et achète tout le reste du service étatisé.

Dans toutes les provinces, les sociétés propriétaires de services publics se chargent de distribuer la plus grande partie de l'électricité aux consommateurs. L'Ontario fait exception, car presque toute la distribution y est assurée par les 33 services municipaux dont les approvisionnements proviennent d'achats auprès de l'Hydro-Ontario. Les services appartenant des entreprises d'investissements privées fournissent également une certaine quantité de ces approvisionnements grâce, en partie, à leur propre production et, en partie, leurs achats de l'Hydro-Ontario. La publication n° 57-204 de Statistique Canada intitulée "Statistique de l'énergie électrique", volume I, contient les noms des services d'électricité de chaque province.

CAPITAL INVESTMENT

Utility investment for new facilities was estimated at \$6.6 billion in 1979, an increase of 8% over 1978. Approximately 60% was for generation, 21% for transmission, 9% for distribution and the remainder for other items.

The amount of electric utility investment relative to energy supply capital investment, total capital investment in the economy, and to Canada's gross national product (GNP) are shown in Table 14 for five year periods from 1966-1975 for 1978 and for 1979. This data illustrates the very capital intensive nature of electricity supply.

Table 14 Electric Utility Capital Investment.

	<u>1966-70</u>	<u>1971-75</u>	<u>1978</u>	<u>1979</u>	
Investment in Electric Power (\$ billions)	6.8	12.9	6.1	6.6	Investissement en: énergie électrique (\$ milliards)
As % of invest- ment in:					En % de l'investissement par rapport à:
Total Energy	55	56	60	55	L'énergie totale
Total Economy	8	9	12	12	Le secteur économique total
As % of GNP	1.9	2.0	2.6	2.8	En % du P.N.B.

INVESTISSEMENTS

En 1979, les services d'électricité ont investi environ 6,6 milliards de dollars dans de nouvelles installations, soit une hausse de 8 % par rapport à 1978. La production d'électricité compte pour environ 60 % de ce montant, le transport environ 21 % et la distribution environ 9 %, le reste étant affecté à des postes divers.

Le tableau 14 compare les sommes investies par les services d'électricité à celles investies dans les approvisionnements d'énergie et l'économie, et au P.N.B., de 1966 à 1970, de 1971 à 1975, en 1978 et en 1979. Ce tableau montre jusqu'à quel point les approvisionnements d'électricité sont l'objet d'investissements élevés.

Tableau 14 Dépenses d'investissement des services d'électricité.

Energy, Mines and Resources data and Statistics Canada Publications 61-205 and 11-003E.

Source

Données du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources et publications n° 61-205 et 11-003E Statistiques Canada.

The original costs of utility fixed assets in service broken down by generation, transmission and distribution, are shown in Table 15 (1979 capital expenditures are shown by province in Table 16). For the Canada total, the costs remain evenly divided between generation and the sub-total of transmission, distribution and other, ("Other" includes such things as office and storage buildings). However, this investment pattern can vary

Le tableau 15 donne, pour la période allant de 1970 à 1978, les coûts initiaux des immobilisations en exploitation des services d'électricité, répartis en fonction de la production, du transport et de la distribution. Pour l'ensemble du Canada, ces coûts sont répartis assez également entre, d'une part, la production et, d'autre part, le transport, la distribution et les "autres" notamment les bureaux, les

considerably from one region to another depending on the type of generation mix employed. For example, the percentage of investment in transmission will tend to be greater in those provinces with predominantly hydro generation; conversely, it will tend to be less in regions which rely mainly on thermal generation. This is due to the fact that hydro generating plants are often in rather remote areas, while thermal generating plants are usually near population centres where the demand for electricity is most concentrated.

entrepôts, etc. Cette répartition des investissements peut toutefois varier considérablement d'une région à une autre selon les modes de production utilisés. Par exemple, le pourcentage d'investissement dans le transport aura tendance à être élevé dans les provinces où l'hydro-électricité est prépondérante, mais plus faible dans les régions où l'énergie thermique prédomine. Cela vient du fait que les centrales hydro-électrique se trouvent souvent dans des régions éloignées, tandis que les centrales thermiques sont généralement situées près des centres urbains où la demande d'électricité est la plus forte.

Table 15 Original Cost of Utility Fixed Assets in Service.

	1970		1975	
	\$000	%	\$000	%
Generation	6 883	48	10 549	48
Transmission	3 087	22	4 802	22
Distribution	3 228	23	5 007	23
Other	1 043	7	1 712	7
TOTAL	14 241	100	22 070	100

Tableau 15 Coût original des immobilisations en opérations.

	1977		1978		
	\$000	%	\$000	%	
	14 628	51	16 320	51	Production
	5 804	20	6 209	20	Transport
	6 302	22	7 168	22	Distribution
	1 968	7	2 278	7	Autres
TOTAL	28 702	100	31 975	100	TOTAL

Statistics Canada Publication 57-202. Source Publication n° 57-202, Statistique Canada.

Estimated capital expenditures for electrical system expansion for the period 1980-90 as prepared by a Canadian investment firm is \$175 billion (current dollars), approximately 54% of its estimate of total energy capital expenditures during this period. This study further estimates that about 65% - 70% (\$114 - \$122 billion) of the utilities' electrical system capital expenditures will come from external sources. The Electrical section of Energy, Mines and Resources estimates of utility capital expenditure, based on utility expectations, is \$140 billion for this period, of which about 70% or \$94 billion is expected from external sources.

A Canadian bank recently estimated that utility capital expenditures would be about \$230 billion in this period, 70% from external sources. Thus there is a range of \$140 to \$230 billion, for estimated capital expenditures for electricity system expansion, with \$185 billion as the mid-point.

Selon une étude réalisée par une entreprise canadienne d'investissement, les sommes qui seront investies dans l'expansion des réseaux électriques atteindront 17 milliards de dollars (actuels) de 1989 à 1990; soit environ 54 % des sommes totales qui seront investies dans le secteur de l'énergie pendant cette période. Toujours selon cette étude, de 65 à 70 % (114 à 122 milliards de dollars) des sommes qu'investiront les services d'électricité dans leurs réseaux électriques viendront de sources extérieures. D'après les prévisions de la Direction de l'électricité du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, fondées sur celles des services d'électricité, ces derniers investiront 14 milliards de dollars pendant cette période, dont environ 70 %, soit 94 milliards de dollars, viendront de sources extérieures. Par ailleurs, une banque canadienne récemment indiqué que les services d'électricité investiraient environ 23

Table 16 Approximate Electric Utility Investment by Province, 1979*.

	\$M
Newfoundland	124
Prince Edward Island	3
Nova Scotia	143
New Brunswick	278
Quebec	2 630
Ontario	1 851
Manitoba	188
Saskatchewan	142
Alberta	485
British Columbia	773
Yukon & NWT	6
CANADA	6 623

Tableau 16 Investissement approximatif par province, des services d'électricité, 1979*.

Terre-Neuve
Île-du-Prince-Édouard
Nouvelle-Écosse
Nouveau-Brunswick
Québec
Ontario
Manitoba
Saskatchewan
Alberta
Colombie-Britannique
Yukon & T.N.-O.

CANADA

Electric Utility Investment data are not available by province; the figures above are based on those for miscellaneous utilities. The total electric power investment in Canada is 94% of the miscellaneous utility category. The data are the revised intentions for 1979 from Statistics Canada Publication 61-205.

* Données d'investissement des services d'électricité non disponibles par province. Les chiffres ci-dessus sont basés sur les données ayant trait aux services publics divers, desquels les investis en énergie électrique au Canada représente 94%. Les données sont les intentions revues de 1979 tirées de la publication n° 61-205, Statistique Canada.

Estimated capital expenditures for electrical system expansion by province for each year 1980-1985 are shown in Table 17 (Historical data is shown in Table 18). This indicates an annual increase of about 0%; since escalation is expected to be about 9-10% during this period, real growth in capital expenditures is expected to be about zero. This reflects the fact that there is significant excess generation capacity at present, allowing deferrment of some additional capacity. Quebec's portion of these expenditures is very significant, reaching about 50% of the total in 1985.

Table A6 contains estimates of the capital cost of new generating facilities. These costs were obtained from a variety of sources, and their composition is not consistent, for example rates of escalation and interest rates for funds used to finance the projects will vary for projects in different provinces. Thus, these costs should be considered as indicative rather than comparable.

milliards de dollars pendant cette période, dont 70 % viendraient de sources extérieures. Les prévisions vont donc de 140 à 230 milliards de dollars pour ce qui est des investissements dans l'expansion des réseaux électriques, étant de 185 milliards de dollars.

Le tableau 17 donne les sommes estimatives destinées à être investies dans l'expansion des réseaux électriques, par province, de 1980 à 1985. Une hausse annuelle d'environ 10 % est prévue, mais comme le taux d'escalade doit être de 9 à 10 % pendant cette même période, la hausse réelle des dépenses d'investissement devrait être à peu près nulle. Ceci reflète le fait qu'il y a actuellement un surplus considérable de la capacité de production, remettant ainsi à plus tard les projets d'expansion. Le Québec se retrouve avec la plus grosse part des investissements, soit près de la moitié en 1985.

Table 17 Forecast Capital Expenditures*
(Millions of current dollars).

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	
British Columbia	707	782	971	926	1 056	1 089	Colombie-Britannique
Alberta	554	649	749	849	1 615	1 173	Alberta
Saskatchewan	143	174	228	211	213	289	Saskatchewan
Manitoba	160	96	91	89	127	136	Manitoba
Ontario	1 873	2 031	2 132	2 133	2 472	2 435	Ontario
Québec	2 833	2 712	2 871	3 537	3 988	5 305	Québec
New Brunswick	367	257	126	54	56	61	Nouveau Brunswick
Nova Scotia	140	67	73	165	222	230	Nouvelle Écosse
Prince Edward Island	5	4	5	6	4	4	Ile-du-Prince Edouard
Newfoundland	121	379	671	874	1 012	948	Terre-Neuve
Yukon and Northwest Territories	6	16	11	11	13	15	Yukon & T.N.-O.
CANADA	6 909	7 167	7 928	8 855	10 778	11 685	CANADA

* Energy Mines and Resources and Utility Estimates,
Fiscal and calendar years combined.

Prévisions du ministère, de l'énergie, des Mines
et des Ressources et des services d'électricité;
années civile et financière combinées.

**Tableau 17 Prévisions relatives aux dépenses
d'investissement.**
(Millions de dollars actuels).

Table 18 Historical Electrical Utility Investment (Millions of Current \$).

Tableau 18 Dépenses d'investissement des services d'électricité (Millions de \$ actuels).

CONSTRUCTION

Year/ Année	Generation/ Production	Transmission/Transport & Distribution *	Other/ Autre	Sub-Total/ Total	Machinery & Equipment/ Machinerie & Équipement	Total
1965	165	321	241	727	212	939
1966	212	306	269	787	356	1 143
1967	441	294	140	875	390	1 265
1968	320	341	227	889	443	1 332
1969	478	315	63	856	546	1 403
1970	581	449	28	1 057	554	1 610
1971	572	472	36	1 079	668	1 747
1972	636	449	50	1 135	619	1 754
1973	808	539	69	1 417	827	2 244
1974	1 049	598	53	1 670	1 054	2 753
1975	1 691	874	96	2 661	1 296	3 957
1976	1 803	821	30	2 654	1 574	4 229
1977	2 205	911	43	3 158	1 726	4 884
1978 a	-	-	-	3 882	2 154	6 035
1979 b	-	-	-	4 351	2 273	6 623

Statistics Canada Publications 57-202, 61-205, and 61-206.
Canada Year Book 1968-79.

Transmission and Distribution includes transformation and street lighting.
Other includes Dams and Reservoirs.

Preliminary Data
Intentions, breakdown not available

Source

Publications nos. 57-202, vol. II, 61-205 et 61-206 Statistique Canada; Annuaire du Canada de 1968 à 1979.

* Le transport et la distribution comprennent la transformation et l'éclairage des rues.

"Autre" inclut les barrages et les réservoirs.

a Données préliminaires.

b Intentions: ventilation non disponible.

Le tableau A6 donne les coûts estimatifs d'immobilisation pour ce qui est des nouvelles centrales. Ces coûts sont obtenus de diverses sources, et ne présentent pas toujours une composition uniforme. Par exemple, les taux d'escalade et d'intérêt pour les fonds servant à financer les projets peuvent varier d'une province à une autre. Ils ne doivent donc être considérés qu'à titre d'indication plutôt qu'à titre de comparaison.



This aerial view shows the site preparation work at Ontario Hydro's 3600 MW Darlington Nuclear Station on the shore of Lake Ontario. Some of the station facilities will be constructed on 10 hectares of land reclaimed from the Lake.

Vue aérienne des travaux de préparation de l'emplacement de la centrale nucléaire de Darlington d'Hydro-Ontario d'une puissance de 3600 MW, sur la rive du lac Ontario. Une partie des installations de la centrale sera construite sur 10 hectares récupérés du lac.

FINANCING

From 1960 to 1976, debt has been increasingly used to finance utility expansion.

Since 1976, the debt proportion has been declining slightly, as utilities attempt to reduce their debt load. Studies indicate that a debt of approximately 80% of the capital structure is appropriate for publicly owned utilities. In this period of heavy capital requirements for system expansion and uncertainty in the money markets, it is prudent for utilities to be seen as financially sound. Table 19 indicates the proportion of utility debt/equity for each province. For all provinces except Alberta, Saskatchewan and New Brunswick, the debt portion of total capital was larger in 1978 than it was in 1965. The debt portions for Alberta and Saskatchewan were significantly lower in 1978 than in 1965, while they remained about the same in New Brunswick. In Prince Edward Island and Alberta the debt/equity relationships are quite different from the rest of Canada, reflecting the fact that investor-owned utilities supply most of the electricity used in those two provinces where publicly-owned utilities provide most of the electricity used in the other regions. The investor-owned utilities must employ a more conservative financial structure than do the publicly-owned utilities (whose debt is guaranteed by the provinces), in recognition of their greater financial risk. The debt of Northern Canada Power Commission, which supplies most of the electricity in the Yukon and Northwest Territories, is provided by the federal government.

The utilities used internally generated funds (net income plus non-cash charges to income) for about 28% of the capital expenditures during 1978. This percentage is lower than that for the period of 1965-1975, when internally generated funds were used to meet about 31% of the capital expenditures. It is expected that over the next five years, internally generated funds will again meet about 30% of capital requirements.

FINANCEMENT

De 1960 à 1976, les services d'électricité ont eu de plus en plus recours à l'emprunt pour financer leur expansion.

Depuis 1976, le pourcentage de la dette a diminué légèrement, étant donné les efforts déployés par les services d'électricité pour diminuer leur charge d'endettement. D'après les études à ce sujet, les services publics d'électricité peuvent se permettre une dette équivalant à 80 % de leur structure d'investissement. En cette période de grands besoins d'investissement pour l'expansion des réseaux et d'incertitude sur les marchés des capitaux, il est prudent pour les services d'électricité de paraître solvables. Le tableau 19 indique la proportion d'actif et de passif entre les mains des services publics de chaque province. Dans tout le pays, sauf l'Alberta, la Saskatchewan et le Nouveau-Brunswick, la part d'endettement en regard de l'ensemble des investissements était plus grande en 1978 qu'en 1965. En Alberta et en Saskatchewan, l'endettement était bien moindre en 1978 qu'en 1965 tandis qu'il se maintenait à peu près au même niveau au Nouveau-Brunswick. Les rapports de solvabilité de l'Île-du-Prince-Édouard et de l'Alberta ne ressemblent pas du tout à ceux du reste du Canada à cause du fait que des entreprises d'investissements privées fournissent la majeure partie de l'électricité consommée dans ces deux provinces, tandis que les services étatisés assurent la majeure partie de l'approvisionnement dans les autres régions. Les services appartenant aux entreprises d'investissements doivent recourir à une structure financière plus prudente que les services étatisés (dont la dette est garantie par les provinces) en raison du plus grand risque de pertes financières qu'ils courent. Ainsi, le gouvernement fédéral garantit la dette de la Commission d'énergie du Nord canadien, le plus important fournisseur d'électricité au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest.

Au cours de 1978, les services publics ont puisé dans leurs ressources d'autofinancement (revenu net plus imputations non monétaires au revenu) pour payer environ 28 % des dépenses en immobilisations. Ce pourcentage est inférieur à celui de la période 1965-1975 alors que les ressources d'auto-financement ont servi à couvrir environ 31 % des mêmes dépenses. Tout porte à croire qu'au cours des cinq prochaines années, elles parviendront de nouveau à assurer environ 30 % des besoins en capitaux.

Table 19 Electrical Utility Financial Structure (%)

Tableau 19 Structure financière des services d'électricité (%).

	1970		1975		1976		1977		1978	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
Newfoundland Terre-Neuve	82	18	81	19	79	21	76	24	73	27
Prince Edward Island Île-du-Prince-Édouard	45	55	58	42	53	47	54	46	50	50
Nova Scotia Nouvelle-Écosse	77	23	101	-1	103	-3	102	-2	99	1
New Brunswick Nouveau-Brunswick	88	12	91	9	92	8	92	8	94	6
Quebec	74	26	75	25	76	24	76	24	77	23
Ontario	66	34	74	26	77	23	77	23	79	21
Manitoba	93	7	96	4	97	3	97	3	95	5
Saskatchewan	81	19	70	30	73	27	77	23	78	22
Alberta	56	44	53	47	49	51	47	53	47	53
British Columbia Colombie-Britannique	94	6	94	6	94	6	95	5	87	13
Yukon & NWT/ T.N.-O.	77	23	99	1	98	2	99	1	98	2
CANADA	75	25	79	21	83	17	80	20	80	20

Debt - Long term + short term debt. (a)
Equity - Total of reserves and capital surplus. (b)
Statistics Canada Publication 57-202. Source
Passif - Dette à long terme + dette à court terme.
Actif - Total des réserves et du surplus de fonds.
Publication n° 57-202, Statistique Canada.

COSTING AND PRICING

COSTING

The unit cost of supplying additional electricity has been increasing rapidly in recent years. The two basic reasons are as follows:

- o The significant increase in the rate of inflation.
- o The dramatic increase in the cost of fossil fuels.

The relatively high level of inflation in recent years affects the electric utility industry in two ways: by increasing the capital cost of constructing additional facilities; and by increasing the interest rate that must be paid for borrowed funds. Capital requirements are outlined in the section on Capital Investment. The average interest on long term utility debt is shown in Table 20 for the period 1966 to 1979. The index of electric utility construction costs is shown in Figure 11, with the band representing the range of different rates of increase for different parts of the utility system (generation, transmission and distribution). This figure illustrates the very significant increase in utility construction costs between 1973 and the present, a trend shared by most capital projects.

Table 20 Average Mid-Year Interest on Public Utility New Long Term Debt (%).

<u>1966-70</u>	<u>1971-75</u>	<u>1976-79</u>
7.1	9.2	10.0

ÉTABLISSEMENT DES COÛTS ET DES PRIX

ÉTABLISSEMENT DES COÛTS

Les coûts unitaires d'approvisionnement en électricité additionnelle ont augmenté rapidement au cours des dernières années, et cela pour deux raisons principales:

- o la forte augmentation du taux d'inflation, et
- o l'augmentation stupéfiante du coût des combustibles fossiles.

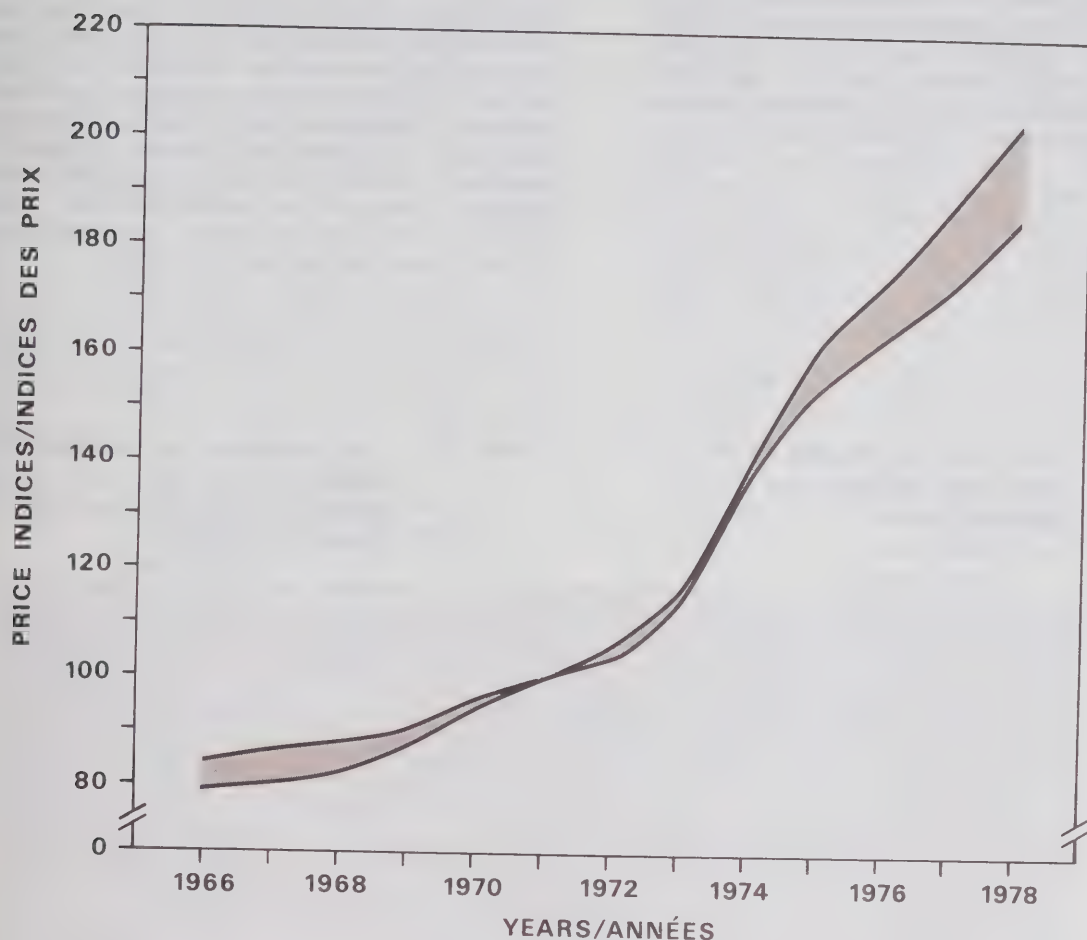
Le niveau relativement élevé de l'inflation au cours des dernières années se répercute de deux façons sur l'industrie des services d'électricité: il augmente les coûts d'immobilisation de la construction d'installations supplémentaires et il augmente les taux d'intérêt à verser sur les emprunts. Les besoins en capitaux sont décrits dans la section ayant trait aux dépenses d'investissement. Le tableau 20 donne pour la période allant de 1960 à 1979 l'intérêt moyen sur une dette à long terme. La figure 11 présente l'indice des coûts de construction des services publics d'électricité; la bande représente l'écart entre les différents taux d'augmentation pour chacune des parties du réseau d'un service (production, transport et distribution). La figure fait ressortir qu'entre 1973 et aujourd'hui, ces coûts de construction ont fortement augmenté, tendance à laquelle la plupart des travaux d'équipement n'ont pu échapper.

Tableau 20 Intérêt semi-annuel moyen sur les nouvelles dettes à long terme (%).

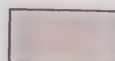
Source: McLeod, Young, Weir Utilities Bond Yields.

Figure 11 Price Index Trends in Electric Utility Construction, 1966-1979.

Figure 11 Tendances de l'indice des prix dans la construction de services d'électricité de 1966 à 1979.



RANGE BETWEEN THE DIFFERENT RATES OF INCREASE FOR DIFFERENT PARTS OF THE UTILITY SYSTEM.



ÉCART ENTRE LES DIFFÉRENTS TAUX D'AUGMENTATION POUR DIFFÉRENTES PARTIES DU RÉSEAU DE SERVICES PUBLICS.

Statistics Canada
Publication 62-007

SOURCE

Publication N°.62-007
Statistique Canada.

The total cost of supplying electricity has also been increasing rapidly, but not so rapidly as the costs of supplying additional electricity as indicated above. This is due to the fact that lower capital-servicing costs of existing facilities helps to offset the higher cost of new additions.

With regard to fossil fuel costs, Figure 12 indicates the sharp increases which the

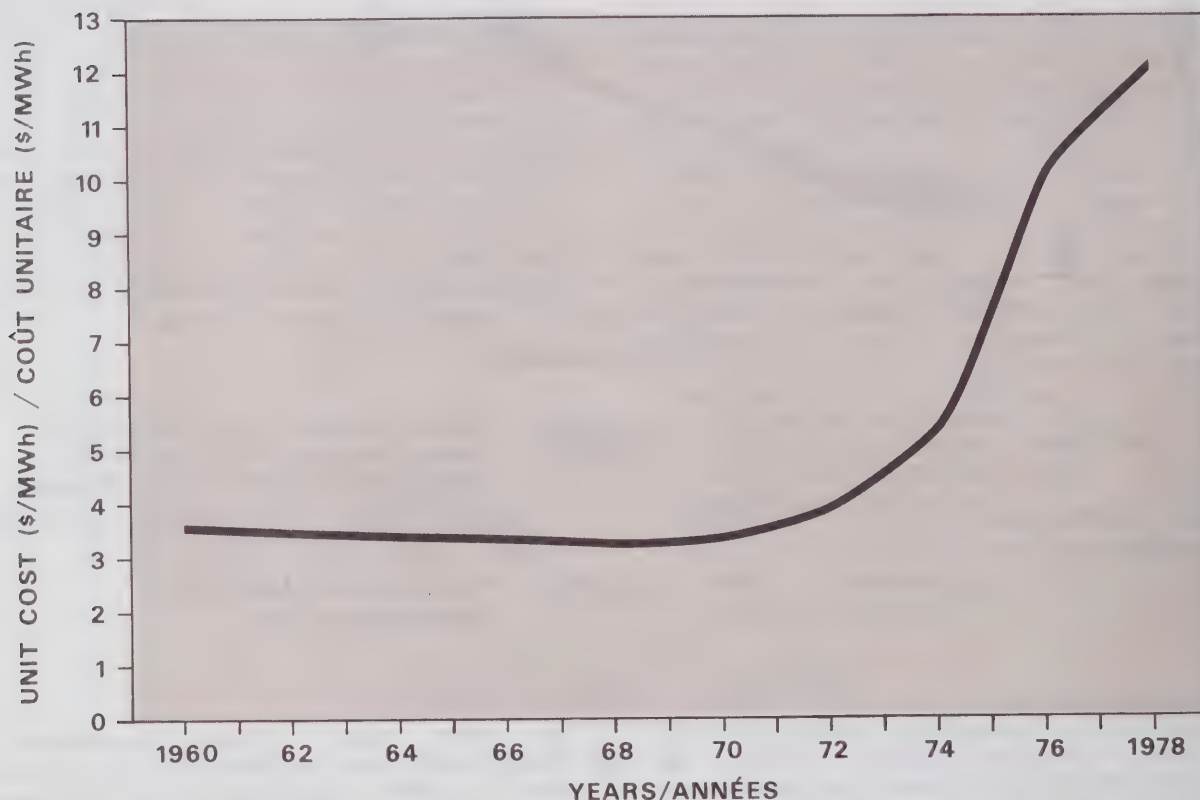
Le coût total d'approvisionnement en électricité s'est également accru rapidement, sans toutefois augmenter aussi vite que les coûts d'approvisionnement en électricité additionnelle, comme susmentionné. Cela est dû au fait que les coûts d'immobilisation et de réparation s'appliquant aux installations existantes sont plus faibles et aident à contrebalancer les coûts accrus des nouvelles installations.

utilities have experienced since the four fold price increase during 1973 and 1974. For Canada in total the fuel cost per kWh generated from fossil fuels has tripled between 1973 and 1978. The impact of this cost increase varies considerably from one region of the country to another, depending on the type of fuel used, its source and the percentage of total energy supply derived from fossil fuel plants. Earlier sections of this publication provide regional breakdowns for fuel use and generation mix.

En ce qui concerne les coûts des combustibles fossiles, la figure 12 met en évidence les fortes hausses enregistrées par les services publics depuis l'augmentation des prix en 4 volets, survenue en 1973 et 1974. Au Canada, les coûts du combustible fossile par kWh ont triplé entre 1973 et 1978. Les répercussions de cette hausse varient considérablement d'une région à l'autre du pays, en fonction du type de combustible utilisé, de sa source et du pourcentage du total des approvisionnements énergétiques fournis par les centrales alimentées aux combustibles fossiles. Les premières sections de la présente publication renferment une analyse régionale de l'utilisation des combustibles et des divers modes de production.

Figure 12 Unit Cost of Fossil Fuel for Electricity Production, 1960-1978.

Figure 12 Coût unitaire du combustible fossile utilisé pour la production d'électricité de 1960 à 1978.



Statistics Canada
Publication 57-202.

SOURCE

Publication n°. 57-202,
Statistique Canada.

PRICING

Data on the average revenue from electricity sales for each province is provided in Table 21. The unit revenue for Canada was quite stable up to about 1972, when the cost began to escalate (for reasons outlined in the section on costing), more rapidly in some regions than others depending on differences in generation mix, fuels used, and the rates of system expansion to meet the increased demands for electricity. Table 22 gives monthly electricity costs for selected Canadian cities.

Figure 13 illustrates the movements of the electricity and energy price components of the Consumer Price Index as well as the movement of the Consumer Price Index total. The figure indicates that the electricity price

ÉTABLISSEMENT DES PRIX

Le tableau 21 présente des données sur le revenu moyen tiré des ventes d'électricité dans chaque province. Le revenu unitaire pour l'ensemble du Canada s'est maintenu jusqu'en 1972 environ lorsque les coûts ont commencé à grimper (pour les raisons énoncées dans la section "Établissement des coûts") plus ou moins rapidement, selon les régions, en fonction des différences dans les modes de production, les combustibles utilisés et les taux d'expansion des réseaux pour satisfaire à la demande accrue d'électricité. Le tableau 22 présente les coûts mensuels de l'électricité dans certaines villes canadiennes.

La figure 13 illustre les fluctuations des prix de l'électricité et de l'énergie, en

Table 21 Average Revenue from Electricity Sales by Province, 1968-1978.

Tableau 21 Revenu moyen des ventes d'électricité, par province, 1968-1978.

	1968	1970	1972	1974	1975	1976	1977	1978
	CURRENT CENTS /kWh - CENTS ACTUELS /kWh							
Newfoundland Terre-Neuve	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.4	1.7	2.0
Prince Edward Island Île-du-Prince-Édouard	2.9	2.8	3.0	3.7	4.1	5.1	5.9	6.4
Nova Scotia Nouvelle-Écosse	1.9	1.9	1.8	2.0	2.5	2.8	3.9	4.4
New Brunswick Nouveau-Brunswick	1.5	1.6	1.5	1.6	1.9	2.0	2.4	3.2
Québec	0.9	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	1.5	1.7
Ontario	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.3	2.4
Manitoba	1.1	1.1	1.0	1.2	1.4	1.7	1.9	2.3
Saskatchewan	1.9	1.7	1.6	1.6	1.8	2.1	2.4	2.7
Alberta	1.6	1.5	1.5	1.7	2.0	2.4	2.7	3.1
British Columbia Colombie-Britannique	1.2	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	2.1	2.2
Yukon	-	2.2	2.4	2.6	2.7	3.5	4.1	4.4
NWT/T.N.-O.	-	2.5	3.2	3.6	4.0	5.2	6.9	7.7
CANADA	1.1	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	2.0	2.3

**Table 22 Monthly Electricity Costs for
Selected Canadian Cities.**

**Tableau 22 Coûts mensuels de
l'électricité dans certaines
villes canadiennes.**

JANUARY/JANVIER 1979

Sector:	Residential	Commercial	Industrial
Billing Demand (kW):	-	100	1 000
Consumption (kWh):	1 000	25 000	400 000
Secteur:	Résidentiel	Commercial	Industriel
Demande à la facturation (kW):	-	100	1 000
Consommation (kWh):	1 000	25 000	400 000
	\$	\$	\$
Vancouver	32.50	845.09	9 698.59
Calgary	25.89	805.82	7 918.99
Edmonton	26.00	729.80	9 345.28
Regina	25.96	774.70	9 488.50
Winnipeg	26.94	705.65	8 530.65
Toronto	28.20	923.52	10 992.00
Ottawa	25.50	675.88	9 383.38
Montreal/Montréal	24.40	852.56	9 022.00
Moncton	41.51	1 355.50	13 854.00
Halifax	42.70	1 409.75	13 728.84
Charlottetown	60.14	1 879.15	20 934.29
St. John's/St-Jean	37.96	1 132.36	12 837.53
Whitehorse	40.58	1 434.60	*
Yellowknife	51.87	1 708.00	*

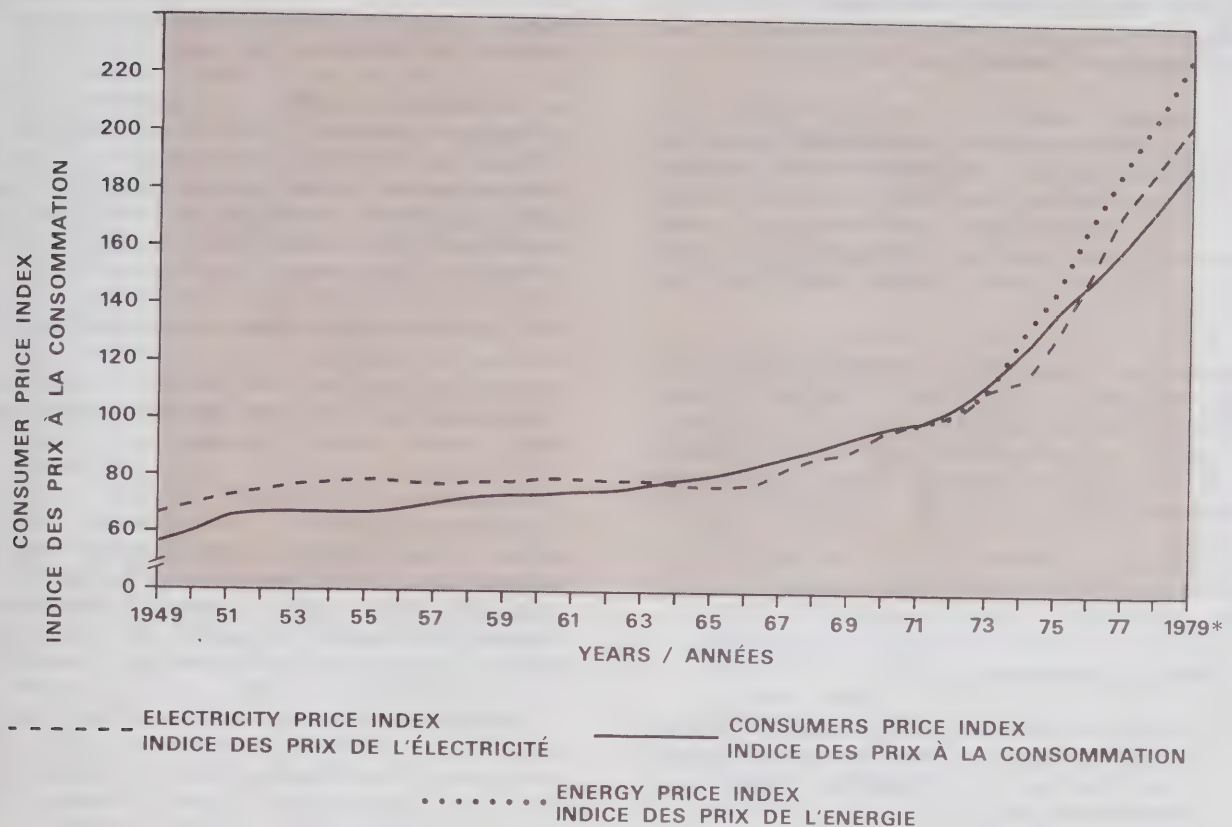
Statistics Canada Publication
57-203
Not Applicable

Source
*

Publication n° 57-203, Statistique
Canada
Ne s'applique pas

Figure 13 Price Indices, 1949-1979.

Figure 13 Indice des prix de 1949 à 1979.



CPI = Canadian Statistics Review,
March, 1980.

SOURCE

I.P.C. = Revision, mars 1980,
Statistiques Canada.

Average estimate

*

Estimation moyenne

component increased much more slowly than the total CPI from 1953 to 1966, at about the same rate from 1966 to 1974, at a higher rate from 1974 to 1977, and at a slower rate since then. The electricity price index is shown to be increasing less rapidly than the total energy index since 1973.

It is expected that the electricity price will increase more slowly during the 1980's than during the period 1974 to 1977, but more rapidly than the years previous to 1974. It is expected to increase significantly less rapidly than oil and gas prices. The Department of Energy, Mines and Resources estimates that the cost of electricity will increase at a rate about 1.3% higher than the CPI rate of increase. Since the prices of oil and gas are expected to increase at a rate about 6% greater than the CPI during the 1980's, electricity will become an increasingly better value relative to oil and gas.

tant qu'éléments de l'Indice des prix à la consommation (I.P.C.), ainsi que la fluctuation de ce dernier dans son ensemble. Elle indique que l'élément y prix de l'électricité a eu une augmentation beaucoup plus lente que le total de l'I.P.C. de 1953 à 1966, que ce taux d'augmentation s'est maintenu plus ou moins au même niveau de 1966 à 1974, qu'il a augmenté de 1974 à 1977, et qu'il a depuis commencé à ralentir. La figure témoigne aussi du fait qu'il augmente moins rapidement que l'indice total d'énergie depuis 1973.

Il est prévu que le prix de l'électricité s'accroîtra plus lentement au cours des années 80 que pendant la période de 1974 à 1977, mais plus rapidement que durant les années antérieures à 1974. Son augmentation devrait être beaucoup moins rapide que celle des prix du pétrole et du gaz. D'après les calculs réalisés par le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le coût de l'électricité augmentera à un taux

On December 20, 1979, the Ontario Energy Board released the report on its generic hearing of appropriate costing and pricing policies for Ontario Hydro. The hearing took 135 sitting days, from May 16, 1977 to June 1, 1979, and resulted in more than 20 000 pages of transcript.

The hearing was held as a result of recommendations made by Task Force Hydro in April 1973, when it recommended that Ontario Hydro investigate time differentiated rates and the applicability of marginal cost pricing, as well as the recommendations made by the Ontario Energy Board (OEB) in the 1974 rate hearing.

Ontario Hydro undertook a major ten volume electricity costing and pricing study (ECAPS) upon which the hearing was based. Its major recommendation was that Ontario Hydro should use marginal cost based time differentiated rates for electricity in Ontario.

The major findings of the Board were as follows:

o Pricing Objectives

- Rates should be sufficient to recover Ontario Hydro's revenue requirements as currently determined, based on accounting cost.
- The rates should be fair, broadly defined as the equal treatment of those causing equal costs.
- Efficient allocation and use of resources in producing and distributing electrical energy (engineering efficiency) should be encouraged. The Board found that the concept of economic efficiency, advanced by witnesses for Ontario Hydro as a theoretical support for marginal cost pricing, is not acceptable as an objective for electricity pricing as it not a measurable, achievable, or valid goal for Ontario Hydro.
- Rate structure should be publicly acceptable and comprehensible, should provide rate stability, and be feasible in application.

o Appropriate Costing and Pricing Principles

Present Ontario Hydro rates do not adequately reflect the positive correlation

plus élevé d'environ 1,3 % que celui de l'I.P.C. Étant donné que l'on s'attend à une hausse des prix du gaz et du pétrole supérieure d'environ 6 % à celle de l'I.C.P. au cours des années 80, l'électricité devrait gagner de plus en plus de valeur par rapport au pétrole et au gaz.

Le 20 décembre 1979, le Comité ontarien de l'énergie a rendu public son rapport sur l'audience générale convoquée en vue de l'adoption de lignes directrices relatives à l'établissement de coûts et de prix approuvés par l'Hydro-Ontario. Cette audition a nécessité 135 jours d'audience, du 16 mai 1977 au 1^{er} juin 1979, et s'est traduite par plus de 20 000 pages de compte rendu.

Cette audience a donné suite aux recommandations faites en avril 1973 par le Task Force Hydro (groupe de travail de l'hydro-électricité), qui opinait que l'Hydro-Ontario devrait étudier l'adoption d'une structure de tarification variable selon le moment de l'établissement des prix d'après les coûts marginaux, de même qu'aux recommandations du Conseil ontarien de l'énergie (C.O.É.) au cours de l'audience de 1974 relative à la structure tarifaire.

L'Hydro-Ontario a réalisé une étude majeure (ECAPS) sur l'établissement des coûts et des prix de l'électricité, en dix volumes, sur laquelle l'audience s'est fondée. Cette étude recommandait principalement que l'Hydro-Ontario établisse la structure de tarification variable selon le moment et les coûts marginaux.

Voici les principales conclusions auxquelles est parvenue l'Hydro-Ontario:

o Objectifs d'établissement des prix

- Les taux devraient suffire à couvrir les besoins de l'Hydro-Ontario en matière de recettes, tels que déterminés de la façon habituelle, en se fondant sur le coût comptable.
- Les taux devraient être équitables, ce qui pourrait se définir de façon générale comme à coût égal, traitement égal.
- Une réparation et une utilisation efficaces des ressources pour la production et la distribution de l'énergie électrique (l'efficacité technique) devrait être encouragées. Le Conseil estime que la notion de rentabilité, mise de l'avant par les témoins de l'Hydro-Ontario pour

between the cost of producing electricity and the demand for power. It is concluded that the concept of time differentiated rates is consistent with the fairness objective and the Board recommends that seasonal and daily rating periods be established at the bulk power level. In principle, time differentiated rates should be implemented for all end use customers, but further research is necessary before implementation can occur below the bulk power level. The Board recommends that the time differentiated rates be based on continued use of accounting costs.

The Board rejects the ECAPS proposal for marginal cost based pricing because of major problems of definition, determination and implementation.

o Impact

Lack of reliable studies relevant to Ontario on the subject of public response to time differentiated pricing and quantitative cost-benefit analyses made it impossible to assess the significant effects of costing and pricing changes. The Board recommended that Ontario Hydro:

- Improve its data bank.
- Develop adequate demand models.
- Provide a comparison for smaller end uses of the cost effectiveness of time differentiated rates and other load management techniques.
- Conduct selective rate experiments for all customer groups in the rural retail system and municipal utilities.
- Prepare specific rate proposals for its bulk power customers.

o Customer Classes and Diversity

Ontario Hydro at present has one customer class composed of the municipal utilities and the Power District (comprising the direct industrial customers and the rural retail system). Several proposals were advanced for removing the perceived inequities in the allocation of diversity benefits in the existing classification. The Board recommended the continuation of a single customer class at the bulk power level, but one consisting of the municipal utilities, the present direct industrial customers,

appuyer la théorie de l'établissement de prix d'après les coûts marginaux, est inacceptable en tant qu'objectif de l'établissement des prix de l'électricité, étant donné qu'elle n'est ni quantifiable, ni réalisable, ni valable pour l'Hydro-Ontario.

- La structure tarifaire devrait être acceptable et compréhensible pour le public, entraîner la stabilité des taux et pouvoir s'appliquer.

o Principes d'établissement de coûts et de prix appropriés

La structure tarifaire actuelle de l'Hydro-Ontario ne reflète pas comme elle le devrait la corrélation positive entre le coût de production de l'électricité et la demande d'énergie électrique. Le Conseil conclut que le concept de la tarification variable selon le moment est conforme à l'objectif d'équité et recommande l'établissement de périodes de taux saisonnières et quotidiennes pour l'énergie en vrac. En principe, la structure de tarification variable selon le moment devrait viser le consommateur ultime, mais d'autres recherches seront nécessaires avant de rendre possible la mise en application de ce principe à un niveau autre que celui de l'électricité en vrac. Le Conseil recommande donc que la structure de tarification variable selon le moment se fonde sur le maintien de l'utilisation des coûts comptable. Il rejette la proposition de l'ECAPS visant à ce que l'établissement des prix se fonde sur les coûts marginaux, en raison des grandes difficultés que présentent la définition, la détermination et la mise en application de ce principe.

o Répercussions

En raison de l'absence d'études sérieuses s'appliquant à l'Ontario et portant sur la réaction du public à un prix établi en fonction d'une tarification variable selon le moment, ainsi que d'analyses quantitatives des coûts-avantages, il a été impossible d'évaluer quelles seraient les principales répercussions des changements apportés à la méthode d'établissement des coûts et des prix. Le Conseil a donc recommandé que l'Hydro-Ontario:

- améliore sa banque de données;

and the rural retail system as a national customer, thus eliminating the Power District.

o Rate Structure Options

Several detailed recommendations were proposed on such matters as metering, rating periods, and the interval of time used for determining demand charges. The Board cautioned against the introduction of any form of non-cost-based rates for purposes of income redistribution.

o Public Policy Issues

While implementation of time differentiated rates for the residential and small commercial customers at the end user level is desirable to maximize fairness and the economic benefits that new rate structures may provide, they may not yet be cost effective or appropriate. Moreover, since these customers come under the jurisdiction of the municipal utilities, an important public policy question is whether Ontario Hydro should be required to continue to regulate rates charged at the municipal level. Also required will be an appeal process for municipal utilities or end use customers to have an independent arbiter examine the proposed rates and better representation for end use customers at public hearings.

The Board's decision adds impetus to time differentiated electricity prices in Canada. Such a move could provide greater flexibility in the search for economic energy conservation solutions.

- établit des modèles appropriés de la demande;
- offre une comparaison qui vise les utilisations ultimes de moindre envergure, du rendement, quant aux coûts, de la structure de tarification variable selon le moment et d'autres techniques de gestion des charges;
- procède à des expériences sélectives sur les taux dans chaque groupe de consommateurs du réseau rural de vente au détail et des services d'électricité municipaux; et
- prépare des propositions précises de structure tarifaire pour ses consommateurs d'électricité en grande quantité.

o Classe clients et énergie complémentaire

Actuellement, l'Hydro-Ontario possède une seule classe de clients, qui se compose des services municipaux d'électricité et du Power District (qui regroupe les clients industriels directs et le réseau rural de distribution au détail). Plusieurs propositions ont été mises de l'avant en vue de l'élimination des inégalités perçues dans la distribution de l'électricité complémentaire au sein de la classification actuelle. Le Conseil a recommandé le maintien d'une classe unique au niveau de l'électricité en vrac, mais d'une classe composée des services municipaux d'électricité, des clients industriels directs actuels ainsi que du réseau rural de distribution au détail en tant que client national, permettant ainsi l'élimination du Power District.

o Options de structure tarifaires.

Plusieurs recommandations détaillées ont été présentées au sujet de question comme le comptage, les périodes tarifaires et les délais servant à fixer les prix de la puissance demandée. Le Conseil, par ailleurs, a fait une mise en garde contre l'utilisation de toute forme de taux non fondée sur les coûts aux fins de redistribution des recettes.

o Questions de politique publique

Bien qu'il soit souhaitable, pour maximiser l'équité du traitement et les avantages économiques que de nouvelles

structures tarifaires peuvent engendrer, d'adopter une tarification variable selon le moment pour les résidences et les petits commerces au niveau de l'utilisation ultime, ces taux peuvent aussi bien ne pas être rentables ni appropriés. Plus encore, le fait que cette clientèle relève des services d'électricité municipaux soulève une grave question de politique publique, à savoir si l'Hydro-Ontario devrait continuer d'être chargée de réglementer les taux imposés au niveau municipal. Également, il faudra instituer un processus d'appel qui permettra aux services d'électricité municipaux ou aux utilisateurs ultimes de faire examiner la structure tarifaire proposée par un arbitre indépendant, pour permettre une meilleure représentation des utilisateurs ultimes aux audiences publiques.

Cette décision du Conseil fait avancer la cause des prix de l'électricité établis en fonction d'une tarification variable selon le moment au Canada. Une telle mesure pourrait agrandir le champ des recherches en vue de trouver des moyens rentables d'économiser l'énergie.

Manitoba Hydro's Long Spruce station was completed in 1979 (980 MW).

la centrale de Long Spruce de la Manitoba Hydro a été terminée en 1979 (980 MW).



ALTERNATIVE ENERGY SOURCES

The rapidly increasing price of fossil fuels and the growing uncertainty of oil supplies have resulted in energy planners examining alternatives to supplement the conventional large central plants (hydro, uranium, coal, oil and gas) to produce electricity. While the alternative sources may provide only a small percentage of total electricity, they could play an important complementary function in energy supply.

COGENERATION

Cogeneration refers to the simultaneous generation of electrical power and useful heat from a single energy source. The utilization of heat content of fuels is increased from the 30%-40% if electricity alone is produced to 70%-80% through the cogeneration process.

Cogeneration is practised and has greatest potential in industries with large continuous process steam requirements and significant electricity demand. This process was used quite commonly in North America but new installations declined with the development of large electric utility systems and the consequent reduction in electricity costs. It is still used quite extensively in Europe. The technology is developed and proven but economic and institutional barriers are the reasons that cogeneration has had little application in Canada (with exception of the pulp and paper industry and the production of heavy water for CANDU nuclear plants).

A recent study performed for Energy, Mines and Resources estimated that the technical potential for cogeneration in Canada ranges between 4 000 MW - 4 400 MW, of which between 1 100 MW - 1 400 MW has already been developed and an additional 1 400 MW has economic potential. While this is modest compared with Canada's total installed generation of 77 072 MW, it is still important to use the cogeneration potential in existing and new plants when economically justified. Table 23 shows the industries for which cogeneration is expected to have significant potential.

SOURCE D'ÉNERGIE DE RECHANGE

Par suite de la hausse rapide du prix des combustibles fossiles et de l'incertitude croissante en matière d'approvisionnement pétroliers, les planificateurs du domaine de l'énergie ont examiné divers compléments possibles aux grandes centrales classiques (hydro-électricité, uranium, charbon, pétrole et gaz naturel) pour produire de l'électricité. Bien que les sources de rechange puissent fournir seulement une faible part de l'électricité totale, elle pourraient assurer une contribution complémentaire importante à l'approvisionnement en énergie.

PRODUCTION MIXTE

La production mixte désigne la production simultanée d'énergie électrique et de chaleur utile à partir d'une seule source d'énergie. L'utilisation du contenu calorifique des combustibles passe ainsi des 30 à 40 %, lorsqu'ils servent seulement à la production d'électricité, aux 70 à 80 %, lorsqu'il y a production mixte.

Ce sont les industries à forte demande en électricité dont les activités requièrent un important et continu approvisionnement en vapeur industrielle qui ont recours à la production mixte, car elles peuvent en tirer les plus grands avantages. Ce procédé était assez répandu en Amérique du Nord, mais les nouvelles installations ont fait place aux grands réseaux des services d'électricité, en raison de la réduction des coûts de l'électricité qui en découlaient. Les Européens s'en servent encore en abondance. Cette technique a fait ses preuves, mais des barrières d'ordre économique et politique ont empêché son expansion au Canada, exception faite de l'industrie des pâtes et papiers et de la production d'eau lourde pour les centrales nucléaires CANDU.

D'après une étude récente effectuée pour le compte du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources, le potentiel technique de production mixte au Canada s'établit entre 4 000 MW et 4 400 MW, dont une capacité de 1 100 à 1 400 MW est déjà en usage et dont 1 400 MW supplémentaires offrent des possibilités du point de vue économique. Bien qu'il s'agisse de chiffres modestes par rapport au total de la production installée

Table 23 Industrial Potential and Existing Cogeneration (MW).

	<u>Total Potential*</u> <u>Potential total*</u>
Pulp and Paper	1 613
Food and Beverage	211
Iron and Steel	149
Chemicals	593
Textiles	26
Refineries	880
Mining	134
Institutional	196
Manufacturing	224
CANADA	4 026

Technical potential. Previous paragraph gives economic potential.

Electric utilities obtain economies of scale by using generating units of 150 MW, 300 MW or larger. Hence an economic obstacle to cogeneration system is the issue of small generating units which may result in costly electricity production in spite of the attractions of more efficient use of fuel. In addition, electric utilities are able to justify a long depreciation period for equipment while industry looks for a more rapid write-off.

Institutional barriers include the attitudes both within industry and electric utilities. Many industries consider that electric power generation is not part of their business and are concerned with the shortage of trained personnel required to handle the more complex features of a cogeneration plant. If such a plant produces its own local electricity in excess of requirements the utility may be unwilling or lukewarm towards the purchase of this surplus. Or the price paid for this electricity may be unattractively low, as the utility may see this source of supply as uncertain and outside its control.

Most of these barriers are real, but it is important to ensure that no significant cogeneration opportunities that are technically, economically and environmentally sound fail to be developed. The solutions lie in the better understanding of the nature of these opportunities and in developing alternatives, (for example joint ownership by utility and industrial partners,

Tableau 23 Potentiel industriel et production mixte en usage (MW).

<u>Existing</u> <u>En usage</u>	
567	Pâtes et papiers
20	Aliments et boissons
20	Fer et acier
104	Produits chimiques
6	Textiles
264	Raffineries
6	Exploration minière
88	Établissements
23	Fabrication
1 098	CANADA

Potentiel technique. Le paragraphe précédent indique le potentiel économique.

au Canada (77 072 MW), il demeure important d'utiliser le potentiel de production mixte dans les centrales existantes et nouvelles lorsque cela se révèle rentable. Le tableau ? indique les industries pour lesquelles la production mixte semble présenter des possibilités intéressantes.

Les services d'électricité réalisent des économies d'échelle au moyen de l'utilisation de groupes électrogènes de 150 MW, de 300 MW ou d'envergure supérieure. Par conséquent, les groupes électrogènes de faible puissance constituent un obstacle d'ordre économique à la production mixte, car ils peuvent devenir une source de production d'électricité coûteuse, malgré l'attrait que présente une utilisation plus efficace du combustible. En outre, les services d'électricité peuvent justifier une longue période d'amortissement pour leurs équipements, tandis que l'industrie recherche une radiation plus rapide.

Les barrières institutionnelles comprennent les attitudes tant de l'industrie que des services d'électricité. De nombreuses industries considèrent que la production d'énergie électrique ne relève pas de leur compétence et s'inquiètent du manque de personnel compétent nécessaire pour s'occuper des aspects plus complexes d'une installation de production mixte. Si cette installation produit sa propre électricité, mais en quantité qui excède ses besoins, le service d'électricité local peut bien ne pas être disposé à acheter ce surplus, ou l'idée

or utility ownership of cogeneration plants). Government could, in appropriate cases, play a role as a catalyst by funding demonstration projects and encouraging utilities and industries to get together.

Cogeneration is also possible in relation to the residential and commercial sectors. Central thermal plants could provide space and water heating with electricity generation as a by-product. Obstacles similar to those discussed above for industrial installations must also be overcome in this application.

Studies of this use of cogeneration have been conducted for Ontario Hydro and are underway for Edmonton Power. The Ontario Hydro results indicate that cogeneration is not feasible at this time, but the Edmonton Power studies show more encouraging results.

Nova Scotia Power Corporation owns two major cogeneration systems, one based on oil and the other on coal, both supplying process steam to heavy water plants. New Brunswick Electric Power Commission owns a cogeneration system which supplies steam to a newsprint mill. Pulp and paper mills cogenerate most in the Atlantic provinces. While process steam is supplied by black liquor, red liquor, wood residues and oil, the electricity is derived from oil wherever the steam plant uses a significant quantity of this fuel.

There are a few cogeneration systems in Quebec but rising oil prices have made them less attractive relative to hydroelectricity. Coal, natural gas, oil and wood residues are all used for co-generation in Ontario. Dow Chemical at Sarnia, Ontario and Fort Saskatchewan, Alberta use natural gas in turbines with process heat being generated from turbine exhaust. Chemical plants, pulp and paper mills and oil sands plants in Ontario, Saskatchewan, Alberta and in the interior of British Columbia all use natural gas for cogeneration. The Great Canadian Oil Sands plant uses petroleum coke. British Columbia pulp and paper mills have been cogenerating with oil but hog fuel (waste wood) is displacing oil on the coast and gas inland.

The report estimated that 96 of 344 candidate plants already have cogeneration. This existing cogeneration has been installed with primary concern for the economics of an individual manufacturing/ processing plant, and not for the sale of electricity.

de le faire peut le laisser indifférent. Il se peut même que le prix qu'il offre soit vraiment peu attrayant, s'il considère que cette source d'approvisionnement est incertaine et hors de son contrôle.

La plupart de ces barrières sont réelles, mais il importe de s'assurer qu'aucune possibilité importante de mise en valeur de la production mixte n'est laissée en plan lorsque les aspects techniques, économiques et environnementaux sont favorables. La solution consiste en une meilleure compréhension de la nature de ces possibilités et en la mise au point de méthodes de rechange; par exemple, la copropriété par des services d'électricité et des industries ou la propriété par des services d'électricité d'installations de production mixte. Le gouvernement pourrait jouer le rôle de catalyseur en subventionnant des projets de démonstration et en encourageant services et industries à s'allier.

La production mixte est également possible dans les secteurs résidentiel et commercial. En effet, les centrales thermiques pourraient assurer le chauffage des locaux et de l'eau et produire de l'électricité, comme sous-produit. Il faudra toutefois, dans le cas présent, surmonter des obstacles semblables à ceux des établissements industriels.

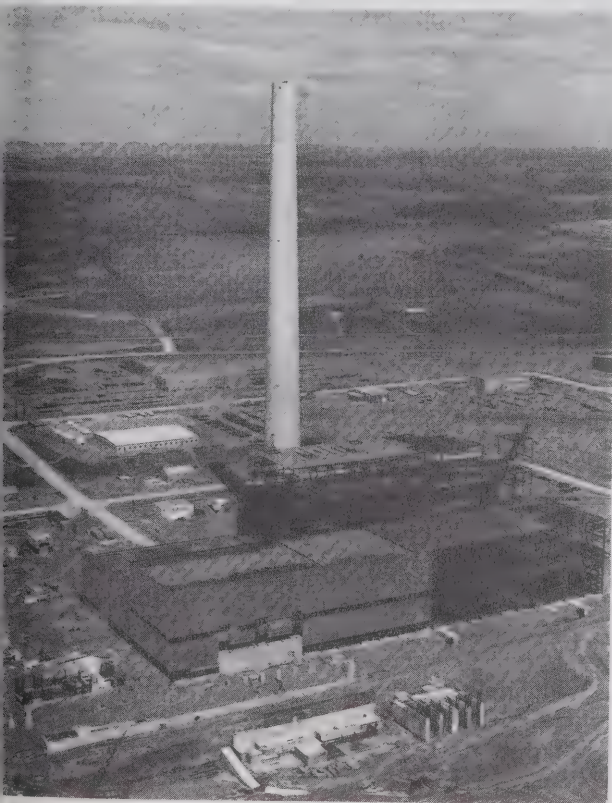
Des études relatives à ce genre de production mixte ont été réalisées pour le compte de l'Hydro-Ontario et sont en voie de réalisation à la demande de l'Edmonton Power.

Dans le premier cas, les résultats indiquent que la production mixte n'est pas réalisable à ce moment-ci, mais les études de l'Edmonton Power donnent des résultats plus encourageants.

La Nova Scotia Power Corporation possède deux importants systèmes de production mixte: l'un fonctionne au pétrole et l'autre au charbon, et tous deux fournissent de la vapeur industrielle à des usines d'eau lourde. Le système de production mixte appartenant à la Commission de l'énergie électrique du Nouveau-Brunswick fournit de la vapeur à une usine de papier journal. La plupart des usines de pâtes et papiers des provinces de l'Atlantique ont adopté la production mixte. Tandis que la vapeur industrielle s'obtient à partir des liqueurs noires ou rouges, des résidus du bois et du pétrole, l'électricité provient du pétrole là où la centrale à vapeur consomme une importante quantité de ce combustible.

Technical potential estimated for cogeneration in this particular report is based on the 1977 situation and does not take into account plants that will be built, or the closure of existing plants. However, as the Canadian economy grows, so will the potential for cogeneration. Extensive development of cogeneration in Canada, beyond the rather modest levels indicated above will, however be limited by a number of barriers, including technical, economic, environmental, and institutional. Due to the efficiency with which cogeneration systems can convert fuel into electricity, it is in the national interest to attempt to overcome these barriers as much as possible.

The technical barriers relate mainly to the characteristics of the process energy requirements in a typical industrial plant. Viable candidates for cogeneration will be those plants using large amounts of process steam with a high and steady annual load factor.



Ontario Hydro's Wesleyville (oil-fired) generating station near Port Hope has been mothballed.

La centrale de Wesleyville alimentée en pétrole d'Hydro-Ontario, située près de Port Hope, a été mise en veilleuse.

Il y a quelques systèmes de production mixte au Québec, mais l'augmentation des prix du pétrole a fait que l'énergie hydro-électrique les a supplantés. L'Ontario utilise le charbon, le gaz naturel, le pétrole et les résidus du bois pour la production mixte. La Dow Chemical, dans ses installations de Sarnia (Ont.) et de Fort Saskatchewan (Alb.), utilise du gaz naturel dans des turbines dont les gaz d'échappement produisent de la chaleur industrielle. Des usines de produits chimiques, de pâtes et papiers et de traitement des sables bitumineux en Ontario, en Saskatchewan, en Alberta et à l'intérieur de la Colombie-Britannique utilisent toutes du gaz naturel pour la production mixte. La Great Canadian Oil Sands se sert du coke de pétrole. Les usines de pâtes et papiers de la Colombie-Britannique ont fait de la production mixte avec du pétrole, mais comme dans le cas du gaz à l'intérieur de la province, l'emploi de résidus du bois remplace progressivement le pétrole sur la côte.

Selon ce rapport, 96 des 344 centrales susceptibles d'utiliser la production mixte en font déjà usage. L'installation de cette capacité de production mixte s'est faite, en premier lieu, au profit de la centrale ou de l'usine elle-même, non en vue de la vente d'électricité.

L'évaluation du potentiel technique contenue dans ce rapport en particulier se fonde sur la situation de la production mixte en 1977 et ne tient pas compte des installations qui seront construites ou fermées. Cependant, le potentiel de production mixte s'accroîtra en fonction de la croissance économique du Canada. La mise en valeur sur une grande échelle de la production mixte au Canada sera néanmoins assujettie, au-delà des niveaux plutôt modestes indiqués ci-dessus, à des barrières techniques, économiques, environnementales et institutionnelles, entre autres. Étant donné l'efficacité avec laquelle les systèmes de production mixte réussissent à transformer le combustible en électricité, il y va de l'intérêt national de tenter autant que possible d'outrepasser ces barrières.

Les barrières techniques ont trait surtout aux particularités inhérentes aux besoins en énergie industrielle de l'installation industrielle type. Les usines qui consomment une grande quantité de vapeur industrielle et dont le facteur de charge annuel est élevé et constant sont des candidats valables pour la production mixte.

OTHER PROJECTS

Distinct from cogeneration is the opportunity to use part of the waste heat from generating stations that have been built primarily for the purpose of producing electricity. Typically 60% of the heat from fuel is discharged in stack gases and condenser cooling water. It is usually possible to employ only a fraction of this heat but if even a limited part can be profitably applied, the opportunity should be pursued.

One such approach uses the stream of warm water constantly discharged from thermal generating stations to raise fish on a commercial basis. At the Grand Lake Generating Station in New Brunswick, fingerling salmon and trout have the benefit of a warmer environment and their growth rate is increased. A similar experiment is being carried out at Calgary Power's Wabamun plant. Studies are underway in Alberta and Ontario to use this type of reject heat for purposes other than industrial process steam and space/water heating. For example, reject heat can also be used in green-houses. The Ontario Energy Corporation is coordinating a test greenhouse project at the Bruce nuclear plant. This structure covers about one acre and if successful, a 150 acre greenhouse complex is planned. An early indication of success was the first crop of vegetables harvested in the fall of 1979. Plans for the reject heat include its initial use in the greenhouse complex, and then to be passed through to a fish-raising operation. Other compatible industries may also be included in this complex.

GEOHERMAL POWER

The use of geothermal steam for the generation of electrical power is now an established technology in the geologically active parts of the world such as the countries of the Pacific rim, the Mediterranean area and islands on the mid-ocean ridges. The final report of the

AUTRES PROJETS

Une technique de pointe différente de la production mixte d'électricité vise la mise en valeur d'une certaine quantité de la chaleur qui se dégage des centrales électriques. Dans une centrale typique, 60 % de la chaleur issue de la combustion des carburants se perd dans les gaz d'échappement et l'eau de refroidissement du condenseur. En général, seule une partie de cette chaleur est récupérable, mais peu importe l'importance de cette fraction, si elle peut être mise à profit, le résultat en vaut la peine.

Une façon d'utiliser cette chaleur consiste à mettre l'écoulement continu d'eau chaude des centrales thermiques au service de la pisciculture commerciale. Par exemple, l'eau chaude produite à la centrale de Grand-lac au Nouveau-Brunswick, accélère la croissance des saumoneaux et des truitelles de l'endroit en réchauffant leur environnement. La société Calgary Power procède actuellement à une expérience analogue à sa centrale de Wabamun. En d'autres coins du pays, en Alberta et en Ontario, des chercheurs s'emploient à trouver des moyens d'utiliser cette chaleur à d'autres fins qu'à la production de vapeur industrielle ou au chauffage des locaux on de l'eau. Il est par exemple possible de la mettre au service de la culture en serre. A ce chapitre, la Société de l'énergie de l'Ontario coordonne actuellement l'essai d'une serre expérimentale d'environ une acre, près de la centrale nucléaire de Bruce. Une première récolte de légumes obtenue en automne 1979 laisse entrevoir la possibilité de succès de l'entreprise et justifie la planification réalisée en vue de l'aménagement éventuel d'un complexe de serres de 150 acres. Les plans prévoient notamment l'aménagement d'un circuit de distribution de chaleur qui alimenterait d'abord une serre, puis un centre de pisciculture. D'autres industries analogues pourraient éventuellement venir se joindre au complexe.

ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

L'utilisation de la vapeur géothermique pour produire de l'électricité est une technique courante dans les régions géologiquement actives du globe comme les pays de la ceinture du Pacifique, la région méditerranéenne et les îles des dorsales médio-océaniques. Selon le rapport final d

NATO-CCMS Geothermal Pilot Study (1978) shows a total of 1 400 MW of electrical power being generated, the greatest single stations being at the Geysers, California (520 MW) and Larderello, Italy (420 MW). New generating capacity is being installed, particularly in California, Japan and the Philippines. In addition, over 5 000 MW of non-electrical energy is derived from geothermal sources for agricultural and industrial processes and space heating.

Canada has young volcanic zones in the west, and exploratory work has been pursued on a modest scale by both Federal and Provincial agencies to investigate the geothermal potential of these areas. The target features are reservoirs of steam or hot water in porous or fractured rock at temperatures of 200°C or more and pressures of about 3000 kPa. Holes drilled into such reservoirs yield sufficient steam to generate typically 5 to 10 MW of electrical power. The main target area for potential electrical generation has been the Meager Mountain volcanic complex, about 160 km due north of Vancouver. This volcano is known to have erupted violently and spread volcanic ash as far as the Alberta border about 2 400 years ago, and it has hot springs on its margins. Geological and geophysical work has focussed attention on two probable reservoir areas, and diamond drilling in one of these late in 1979 located an apparent reservoir roof zone at 202°C. The British Columbia Hydro and Power Authority are pursuing this promising prospect, with support from both Federal and Provincial Governments. The anticipated cost of electricity from a 50 MW demonstration plant, complete with the necessary production wells, is not expected to be competitive with that from hydro-electric plants (existing or under construction) but it is expected to be competitive with future northern hydro-electric installations.

Other volcanic centres are known in British Columbia, some of them close to the southern populated zones. These will be examined for geothermal potential as time and working resources permit.

Looking further into the future, investigations into the concept of "hot dry rock" have begun. Geothermal resources now in use depend on naturally occurring reservoirs of hot water or steam. Where the rock is hot, that is, above 200°C, with no associated water body we have "hot dry rock". The technology for developing a circulating loop through two boreholes and hydraulically induced fractures is being

la NATO-CCMS Geothermal Pilot Study (1978), la production mondiale d'énergie électrique s'élève à 1 400 MW, les centrales les plus importantes se situent à Geysers en Californie (520 MW) et à Larderello en Italie (420 MW). D'autres centrales géothermiques sont en construction, notamment en Californie, au Japon et aux Philippines. En outre, plus de 5 000 MW d'énergie non électrique, destinée aux procédés agricoles et industriels et au chauffage des locaux, sont produits à partir de sources géothermiques.

Divers organismes fédéraux et provinciaux ont entrepris l'exploration, sur une échelle modeste, des zones volcaniques récentes dans l'Ouest du Canada, en vue d'étudier leur potentiel géothermique. Ces études sont concentrées sur les réservoirs de vapeur ou d'eau chaude dans les roches poreuses ou fissurées, où la température s'élève à plus de 200°C et la pression atteint environ 3 000 kPa. Des puits forés dans de tels réservoirs donnent assez de vapeur pour produire entre 5 et 10 MW d'énergie électrique. Le complexe volcanique du mont Meager, à environ 160 km au nord de Vancouver, se révèle le site le plus propice à la production d'énergie électrique. La dernière éruption violente de ce volcan a eu lieu il y a environ 2 400 ans et des cendres volcaniques ont alors été répandues jusqu'à la limite de l'Alberta; en outre, des sources thermales se situent en bordure. Les travaux géologiques et géophysiques ont porté sur deux régions de réservoirs probables; une zone de réservoir apparente à 202°C a été découverte lors de forages au diamant entrepris à la fin de 1979. La British Columbia Hydro and Power Authority poursuit l'étude de cette zone prometteuse avec l'aide financière des gouvernements fédéral et provincial. Le coût prévu de l'électricité produite dans une centrale de démonstration d'une capacité de 50 MW, équipée de puits de production, ne fera probablement pas concurrence au coût de l'électricité produite par les centrales hydro-électriques (existantes ou en construction) mais fera sans doute concurrence aux centrales hydro-électriques qui seront construites dans le Nord de la province.

Il existe d'autres zones volcaniques, dont quelques-unes sont situées près des régions peuplées du Sud de la province. L'étude de leur potentiel géothermique se fera au fur et à mesure que le permettront le temps et les ressources.

En prévision des années à venir, on a entrepris des recherches dans le domaine des

developed at Los Alamos, New Mexico. In Canada we probably have exploitable hot dry rock, both in the recent volcanic areas and in intrusive bodies in other parts of the mountain zone. Earth science activities designed to detect and evaluate the features is underway, but it will be some years before hot dry rock is technically or economically exploitable.

POWER FROM PEAT

Peat deposits consist largely of organic residues originating under water saturated conditions through decomposition and bacterial decay of plant matter. Peat can be dried and burned in boilers similar to those using waste wood in the pulp and paper industry. The physical and chemical properties of peat vary with the degree of decomposition and result in two distinct types: peat moss and fuel peat. In decomposing peat, changes occur in the proportions of carbon, hydrogen, oxygen and sulphur: fuel peat has a higher content of carbon and hydrogen and less oxygen and sulphur, relative to peat moss.

There is an estimated 324 billion tonnes of fuel peat resources in the world with 49% in Russia, 30% in Canada, and no other country having more than 6% of the total. Canada's peat resources of approximately 100 billion tonnes have an energy equivalent of about 500 trillion cubic feet of natural gas. Fuel peat is found in all Canadian provinces and territories, (see Figure 14 included in this section) but the largest amounts of the Canadian total are in Ontario (31%), Quebec (24%), and Alberta (20%). Less than 1% of the peat resources in Canada have been evaluated, a total measured resource of about 560 million tonnes of fuel peat at 55% moisture content. The calorific value of Canadian fuel peat has been estimated on a nominal basis to be about 4 000 btu's/lb at this moisture content, (about 20% higher than the values of the product used in

roches "chaudes et sèches". Les ressources géothermiques utilisées actuellement dépendent des réservoirs naturels d'eau chaude ou de vapeur. Le terme roches chaudes et sèches désigne des roches chaude (plus de 200°C) qui ne sont pas associées à des masses d'eau. À Los Alamos (Nouveau-Mexique), des chercheurs procèdent à la mise au point d'une boucle d'injection, passant dans deux trous de forage et des fissures produites par la pression hydraulique. Au Canada, il existe sans doute des roches chaudes et sèches exploitables dans les régions volcaniques récentes et dans les masses intrusives, ailleurs dans la région montagneuse. Des travaux du domaine des sciences de la Terre devant aboutir à la détection et à l'évaluation des éléments susmentionnés sont actuellement en cours, mais du point de vue technique et économique, l'exploitation des roches chaudes et sèches ne semble pas réalisable avant plusieurs années.

ÉNERGIE DE LA TOURBE

Les tourbières se composent largement de résidus organiques formés par la décomposition et la détérioration bactérienne de substances végétales saturées d'eau. La tourbe peut être séchée et brûlée dans des chaudières semblables à celles utilisant des déchets de bois dans l'industrie des pâtes et papiers. Les propriétés physiques et chimiques de la tourbe varient selon le degré de décomposition pour former deux types distincts: la sphaigne et la tourbe combustible. Les changements dans la tourbe en décomposition se produisent au niveau des proportions de carbone, d'hydrogène, d'oxygène et de soufre ainsi la tourbe combustible contient plus de carbone et d'hydrogène et moins d'oxygène et de soufre que la sphaigne.

Les ressources mondiales en tourbe combustible sont évaluées à 324 milliards de tonnes, dont la Russie possède 49 %, le Canada 30 % et aucun autre pays plus de 6 %. Les ressources canadiennes en tourbe se chiffrent à environ 100 milliards de tonnes et possèdent un équivalent énergétique d'environ 500 billions de pieds cubes de gaz naturel. La tourbe combustible se trouve dans toutes les provinces et tous les territoires canadiens (voir la figure 14 de la présente section), mais l'Ontario (31 %), le Québec (24 %) et l'Alberta (20 %) en recèlent les plus grandes quantités. Moins de 1 % des ressources canadiennes de tourbe ont fait l'objet d'évaluations, soit un

Ireland and Finland). Where renewable resources are not available, however, experience has generally shown that the cost and energy required for bringing fuel to a plant mitigate in favour of materials with more energy per unit of weight than peat, for example coal, oil and uranium.

Although peat represents only 0.5% of the world production of fossil fuels, it has been used for many years and significant quantities of electricity have been generated from it in Ireland, Finland, Sweden and the U.S.S.R. In Ireland, a total generating capacity of about 440 MW in more than 20 thermal plants supplies 40% of the power demand. The utilization of fuel peat is rapidly expanding in Finland, which has about 300 MW of electrical generating capacity and 600 MW of equivalent district steam heating. The U.S.S.R. has more than 80 plants built or under construction, with a total generating capacity of about 6 500 MW. The largest single station, now under construction, will have more than 1 000 MW.

The Department of Energy, Mines and Resources started a multi-phase investigation in 1976 directed to the assessment of Canadian peat for thermal generation with the following

total mesuré d'environ 560 millions de tonnes de tourbe combustible d'une teneur en eau de 55 %. La valeur calorifique de cette tourbe a été évaluée, sur une base nominale et selon cette teneur en eau, à environ 4 000 B.T.U./lb (pour une valeur calorifique de 20 % plus élevée que celle des produits utilisés en Irlande et en Finlande). Toutefois, en l'absence de ressources énergétiques renouvelables, l'expérience a démontré de manière générale que les coûts et l'énergie requis pour assurer l'alimentation en combustible des usines font pencher la balance en faveur des substances à contenu énergétique, par unité de poids, plus élevé que la tourbe, notamment le charbon, le pétrole et l'uranium.

Bien que la tourbe ne représente que 0,5% de la production mondiale de combustibles fossiles, elle est employée depuis déjà bon nombre d'années et d'importantes quantités d'électricité en ont été tirées en Irlande, en Finlande, en Suède et en U.R.S.S. En Irlande, la capacité totale de production d'environ 440 MW, répartie dans plus de 20 centrales thermiques, répond à 40 % de la demande d'énergie. L'utilisation de la tourbe croît rapidement en Finlande où

Figure 14 Canadian Peat Regions.

Figure 14 Régions de tourbière du Canada.



objectives: to provide an overview of the potential of Canadian peat resources as an alternative fuel for electric power; to assess the available technology utilizing this resource for power; and to translate other countries' experiences to the Canadian situation. A Canadian engineering company provided the Department in 1977 with a report entitled "Assessment of Canadian Peat As an Alternative Fuel For Power Generation". The report outlines schemes for integrated fuel peat production/thermal power plant systems in three locations and their associated preliminary cost estimates.

At present there are two feasibility studies underway in Canada for peat-fired thermal plants, one in New Brunswick and one in Quebec. These studies are expected to be completed in 1980.

The utilization of peat as a fuel for electricity generation in Finland, Ireland and Sweden is undoubtedly related to the fact that there is little or no indigenous coal in those countries. The use of peat in the USSR is miniscule compared to its use of coal. The present lack of use of peat for power generation in Canada seems to be in line with the European practice of using the more compact primary fuel resources, where they are available, in preference to peat.

However peat could well find commercial application in Canada in the future, in spite of the competitive advantage enjoyed by the more compact fuel alternatives. Hence it is important to continue with the evaluation of the extent of this resource and to continue with research related to its use.

existe une capacité d'environ 300 MW de production d'électricité et de 600 MW de chauffage par îlots équivalent à la vapeur. En U.R.S.S., il y a plus de 80 centrales existantes ou en construction, pour une capacité de production totale d'environ 6 500 MW. La plus importante de ces centrales est actuellement en construction et aura une capacité supérieure à 1 000 MW.

En 1976, le ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources a mis en oeuvre une étude à phases multiples dans le but d'évaluer le potentiel des ressources canadiennes en tourbe sur le plan de la production d'énergie thermique. Les objectifs en étaient les suivants: donner une vue d'ensemble du potentiel des ressources canadiennes en tourbe combustible comme solution de rechange à l'électricité, évaluer les techniques disponibles utilisant cette ressources comme source d'énergie et appliquer au contexte canadien les réalisations effectuées dans d'autres pays. En 1977, une société d'ingénieurs canadiens a présenté au Ministère un rapport intitulé "Assessment of Canadian Peat As an Alternative Fuel For Power Generation". Le rapport donne des scénarios concernant l'instauration de systèmes intégrés de production de tourbe combustible et de centrales thermiques à trois endroits différents, ainsi que les dévis préliminaires qui en découlent.

À l'heure actuelle au Canada, deux études de faisabilité sont en cours relativement aux centrales thermiques alimentées à la tourbe. Ces études, l'une menée au Nouveau-Brunswick et l'autre au Québec, seront vraisemblablement terminées en 1980.

L'utilisation de la tourbe comme combustible pour la production d'électricité en Finlande, en Irlande et en Suède est sans aucun doute liée au fait que ces pays possèdent peu ou pas de charbon sur leur territoire. En U.R.S.S. par contre, l'utilisation de la tourbe est minime par rapport à celle du charbon. L'absence actuelle d'utilisation de la tourbe aux fins de la production d'énergie au Canada semble aller de pair avec les pratiques européennes qui consistent à utiliser au lieu de la tourbe, des combustibles primaires plus compacts lorsqu'ils sont disponibles.

À l'avenir, toutefois, la tourbe pourrait fort bien trouver des applications commerciales au Canada, et cela malgré les avantages compétitifs de autres combustibles plus compacts. Par conséquent, il importe de poursuivre l'évaluation de l'ampleur de cette ressource ainsi que les recherches liées à son utilisation.

SMALL SCALE HYDRO POWER DEVELOPMENT

Preliminary estimates indicate that Canada has undeveloped hydroelectric power potential of up to 15 000 MW for sites less than 50 MW. Although most of this is located in remote areas, it is economically viable to develop the small hydro sites near isolated communities where use of high cost fuel is the alternative for generating electricity. In some cases it is economically feasible to redevelop existing or decommissioned hydro sites. The advantages of encouraging the development of small hydro includes displacement of oil use with a renewable resource; stable long term energy costs; and minimum environmental impact. But the challenge is to keep capital, maintenance and operating costs low enough to compete.



Generally, for a typical 400 kW hydro plant with a head of 100 feet, the turbine-generator equipment costs approximately \$400/kW. The total capital requirement for a small hydro project at an undeveloped site can range from three to five times the cost of power generating equipment.

The federal government is currently providing financial support for an inventory of the potential for small scale hydro power in Canada. The results of this work will help to provide an improved basis for estimating the range of economic applications for small scale hydro.

Newfoundland and Labrador study identified 10 mini hydro sites in the non-grid areas. Of the technically feasible sites, 28 are

MISE EN VALEUR, À PETITE ÉCHELLE, DES RESSOURCES HYDRO-ÉLECTRIQUE

Selon des études préliminaires, le Canada pourrait produire jusqu'à 15 000 MW d'énergie hydro-électrique grâce à des centrales de moins de 50 MW. Même si ce potentiel se situe dans des régions éloignées, il est possible économiquement rentable de construire ces centrales près de collectivités isolées qui, faute de mieux, doivent recourir à des combustibles coûteux pour leur production d'électricité. Il serait même rentable, dans certains cas, de modifier des centrales existantes ou de remettre en marche des centrales mise hors de service. L'encouragement de la mise en valeur, à petite échelle, des ressources hydro-électriques a comme avantages de remplacement du pétrole par une ressource renouvelable, la stabilité à long terme des coûts de l'énergie et un minimum d'effets néfastes sur l'environnement. Le problème est de garder les frais d'immobilisation, d'entretien et d'exploitation suffisamment bas pour que l'électricité produite se vende à des prix compétitifs.

Manitoba Hydro's Jenpeg Generating Station. This low head hydroelectric plant serves the dual purpose of regulating the water level of Lake Winnipeg (the storage reservoir for the Nelson River projects) and generating electricity.

La centrale de Jenpeg de la Manitoba Hydro. Cette centrale hydro-électrique à faible hauteur de chute permet à la fois de régulariser le niveau du lac Winnipeg (réservoir pour les projets de la rivière Nelson) et de produire de l'électricité.

En général, dans le cas d'une centrale hydro-électrique typique de 400 kW avec chute de 100 pieds, le groupe turbo-générateur coûte environ 400 dollars par kilowatt. Les besoins totaux en capital pour ce qui est de la construction d'une petite centrale hydro-électrique en un lieu non encore mis en valeur peuvent atteindre trois à cinq fois le coût du matériel nécessaire à la production d'électricité.

Le gouvernement fédéral apporte actuellement son aide à financer l'exécution d'études visant à déterminer le potentiel des petites centrales hydro-électriques au Canada. Les résultats obtenus permettront de mieux évaluer les possibilités économiques qui y sont associées.

near remote coastal communities. A survey of hydro potential in British Columbia is underway and the results will help to provide an improved basis for estimating the range of economic application for small scale hydro in that province. For the purpose of project demonstration, a 400 kW hydro plant near Roddickton (on the northwestern tip of Newfoundland) is under construction. The Federal Government has also expanded the special cost allowance provision for a two year fast write-off for energy conservation equipment to include small scale hydro electric projects of 15 megawatts or less.

TIDAL POWER

A possible important future source of energy involves the harnessing of the earth's tides. Tidal power is similar in all essential respects to hydroelectric power with the exception that the latter is obtained from the energy of a uni-directional flow of water. Tidal-electric power is derived from an oscillatory flow of water in the filling and emptying of partially enclosed coastal basins during the twice daily rise and fall of the ocean's tides. This energy may be partially converted into tidal-electric power by enclosing such basins with dams to create a difference in water level between the ocean and the basin, and then using the water flow while the basin is filling and/or emptying to drive hydraulic turbines propelling electric generators.

The estimated total amount of the world's tidal-electrical energy is about 560 trillion kWh annually, of which about 46% is in the Bay of Fundy, (touching on Nova Scotia, New Brunswick and the U.S. State of Maine). About 30% of the potential world annual tidal-electrical generation can be found in the Minas-Cobequid Basins of the Bay of Fundy, on the coast of Nova Scotia: these basins have the highest tidal range in the world.

Studies on the Bay of Fundy for tidal-electrical generation have been taking place for several years: a very detailed study in the late 1960's indicated that the project was technically feasible but not economically justified; another study completed in 1977 selected a site but the economic and financial feasibility of developing it was not fully demonstrated. The preferred site would have a capacity of about 1 100 MW and was estimated to cost about \$1.2 billion in 1976 constant dollars (about \$3.1 billion in

Ainsi, une étude menée à Terre-Neuve et au Labrador a pris de relever 80 emplacements éventuels dans les régions non desservies par le réseau électrique. Parmi ceux qui sont techniquement réalisables, 28 se situent près de collectivités côtières isolées. Une autre étude est en cours de Colombie-Britannique aux mêmes fins. Comme projet de démonstration, une centrale hydro-électrique de 400 MW est en construction près de Roddickton, à la pointe nord-ouest de Terre-Neuve. Le gouvernement fédéral a également étendu aux projets hydro-électriques de 15 MW ou moins l'application de l'indemnité spéciale prévue pour l'amortissement rapide en deux ans du coût du matériel conçu en vue des économies d'énergie.

ÉNERGIE MARÉMOTRICE

Une des sources énergétiques de l'avenir fait appel au harnachement des marées. Il s'agit de l'énergie marémotrice, qui est semblable à l'énergie hydro-électrique dans tous ses aspects essentiels, sauf que cette dernière est le produit de l'écoulement unidirectionnel de l'eau. Quant à l'énergie marémotrice, elle provient du mouvement oscillatoire de l'eau pendant le remplissage de l'évacuation de bassins côtiers partiellement fermés, au cours des deux montées et reculs quotidiens des marées. Une partie de cette énergie peut être convertie en électricité; il suffit d'enclore ces bassins de barrages qui permettent d'établir une différence de niveau d'eau entre les bassins et l'océan, puis, au cours du remplissage ou de l'évacuation des eaux des bassins, l'écoulement de l'eau actionne des turbines hydrauliques qui, à leur tour, font fonctionner des générateurs électriques.

Le potentiel mondial d'énergie électrique d'origine marémotrice est estimé à environ 560 billions de kWh par année, dont environ 46 % se trouvent dans la baie de Fundy, qui touche la Nouvelle-Écosse, le Nouveau Brunswick et l'État américain du Maine. Près de 30 % du potentiel de production électrique provenant de la marée se trouve dans les bassins des Mines et Cobequid de la baie de Fundy, situés sur la côte de la Nouvelle-Écosse; ces bassins enregistrent les variations de marée les plus élevées du monde.

Il se fait des études sur la production d'énergie marémotrice dans la baie de Fundy depuis des années; une étude très détaillée à ce sujet, qui date de la fin des années 1960, indique que ce projet était réalisable au point de vue technique, mais qu'il n'était pas justifiable du point de vue de la

current dollars), if completed by 1990. The annual output from the plant was estimated to be about 3.4 billion kWh. The major benefit of the tidal plant would be to displace the oil used for electrical generation in the Maritimes: the daily change in the availability of peak supply meant that the tidal installation would provide only about 100 MW of dependable capacity, (that is, the amount of reduction in total capacity of other generation sources made possible by the tidal installation).

The 1977 study recommended that a further site-specific, detailed engineering study be performed on the preferred site. This further study has not as yet been undertaken, primarily due to the failure to date in establishing the Maritime Energy Corporation. This Corporation, or a similar agency, would be required to undertake the tidal power project as it would require the cooperation of the Maritime utilities. It would also be necessary to reach agreement on how funding for the engineering work would be shared between provincial and federal governments.

In December, 1979 the Governments of Canada and Nova Scotia agreed on construction of a low-head hydro demonstration plant at a tidal site on the Annapolis River in Nova Scotia. (Low head refers to the small level differential of water which flows through the turbine.) The purpose of this project is to determine whether the Straflo turbine, developed in Europe for very small scale units, would be suitable on a larger scale. These units are usually around 4 MW but the Straflo one at Annapolis will be 18 MW. Furthermore, this turbine will have a runner diameter of 7.6 metres, twice that of any previous Straflo unit.

The Straflo unit at Annapolis Royal is the only one of this type of plant on salt water. The cost of the project is expected to be between \$43 and \$47 million, of which the Federal Government has provided a grant of \$25 million. Due to its compactness, power construction costs are significantly lower (about 10%) than for conventional plants. Construction is expected to begin in 1980 and take three years to complete.

Tidal-electric power potential evaluation is also underway in British Columbia and Quebec. B.C. Hydro estimates that thirteen tidal sites in that province could provide more than 13 billion kWh annually but the sites are not economically feasible at present. Hydro Quebec is in the process of assessing the tidal-electric power potential in Ungava Bay.

rentabilité; une autre étude terminée en 1977 montrait l'emplacement possible d'une telle installation, mais n'arrivait pas à démontrer complètement sa rentabilité économique et financière. L'emplacement privilégié aurait eu une capacité d'environ 1 100 MW et aurait coûté près de 1,2 milliard de dollars de 1976, soit environ 3,1 milliards de dollars courants, s'il avait été terminé avant 1990. La production annuelle de la centrale était évaluée à environ 3,4 milliards de kWh. Cette installation marémotrice aurait eu comme principal avantage de remplacer le pétrole utilisé pour produire de l'électricité dans les Maritimes; le changement que connaîtrait chaque jour l'approvisionnement de pointe signifie que cette installation marémotrice n'offrirait qu'environ 100 MW de capacité sûre, c'est-à-dire la réduction totale de la capacité des autres sources de production rendue possible par la capacité de cette installation.

L'étude de 1977 recommandait qu'une autre étude technique détaillée soit effectuée sur les lieux privilégiés. Elle n'a pas eu lieu, ce qui est dû surtout au fait que l'on n'a pas encore mis sur pied la Société de l'énergie des Maritimes (SEM). Cette société ou un organisme semblable serait nécessaire pour la réalisation d'un tel projet d'énergie marémotrice, étant donné qu'il faudrait la collaboration des services d'électricité des Maritimes. Il faudrait également en arriver à une entente sur la façon dont le financement des travaux techniques serait partagé entre le gouvernement fédéral et les administrations provinciales.

En décembre 1979, les gouvernements du Canada et de la Nouvelle-Écosse ont convenu de construire une centrale de démonstration à faible hauteur de chute dans un endroit subissant la marée sur la rivière Annapolis, en Nouvelle-Écosse; l'expression faible hauteur de chute désigne la légère différence de niveau de l'eau qui traverse la turbine. Ce projet vise à déterminer si la turbine Straflo, mise au point en Europe pour les groupes électrogènes de faible envergure, convient à des groupes plus importants. Ces groupes sont habituellement de 4 MW environ, tandis que la turbine Straflo d'Annapolis sera de 18 MW. En outre, cette turbine aura un diamètre de roue mobile de 7,6 mètres, soit le double de celui de tout groupe Straflo précédent.

Le groupe Straflo à Annapolis Royal est la seule installation de ce genre située en bordure de l'eau salée. Le coût du projet devrait atteindre entre 43 et 47 millions de

dollars, dont 25 millions proviennent d'une subvention du gouvernement fédéral. En raison de la compacité de l'installation, les frais de construction encourus sont considérablement inférieurs (d'environ 10 %) aux sommes consacrées à la construction d'une centrale classique. Selon les prévisions, les travaux débiteront en 1980 et devraient être achevés au bout de trois ans.

La Colombie-Britannique et le Québec procèdent également à l'évaluation de leur potentiel en énergie marémotrice. Selon la B.C. Hydro, treize emplacements marémoteurs dans cette province pourraient fournir plus de 13 milliards de kWh, mais ces emplacements ne sont pas rentables à l'heure actuelle.

Quant à l'Hydro-Québec, elle évalue actuellement le potentiel marémoteur de la baie d'Ungava.

WIND POWER

Wind power is really a form of solar energy, as it is created by sun-generated thermal differentials. Windmills have provided farms with electricity across Canada since the 1920's. Now they could be a valuable supplementary source of power for the future in the form of wind turbines.

Wind turbines come in many shapes and sizes with each design attempting to cope more efficiently with the availability of the wind. Wind varies not only with time and location but also with height above the earth's surface. Near the ground, frictional forces increase and this reduces the speed of the wind. There are areas in Canada which have higher than average wind velocities: the Atlantic provinces; the coast of Labrador; northern Quebec; the shores of the Gulf of St. Lawrence; the western shore of Hudson's Bay; and scattered areas on the Prairies and British Columbia.

Wind turbines can be used in two ways. One way is to supply isolated communities, meteorological stations and communications sites. In these instances, the wind turbine would be assisting small diesel-driven generators. The second possibility would be large "windmill parks" where many wind turbines would be connected to the main electrical grid of a utility.

An important factor for the future technology of wind turbines is structural dynamics. It is necessary to design a rotor that will not break apart when subjected to gale force winds. The lifespan of the rotor

ÉNERGIE ÉOLIENNE

L'énergie éolienne constitue réellement une forme d'énergie solaire, puisqu'elle est créée à partir de différences thermiques produites par le soleil. Les moulins à vent fournissent de l'électricité aux fermes partout au Canada depuis les années 1920. À l'heure actuelle ils pourraient se révéler une bonne source d'énergie supplémentaire pour l'avenir, sous forme de turbines éoliennes.

Les turbines éoliennes prennent de nombreuses formes et tailles, chaque modèle étant conçu pour utiliser d'une façon plus efficace que les autres le vent disponible. Le vent varie non seulement selon le temps et le lieu, mais aussi selon l'altitude. Ainsi, près du sol, les forces de friction augmentent, et réduisent du même fait la vitesse du vent. Il existe des régions au Canada qui enregistrent des vitesses plus élevées que la moyenne: les provinces de l'Atlantique; la côte du Labrador; le Nord québécois; les côtes du golfe Saint-Laurent; la côte ouest de la baie d'Hudson; enfin, diverses régions des Prairies et de la Colombie-Britannique.

Les turbines éoliennes peuvent servir de deux façons. L'une consiste à alimenter les localités isolées, les stations météorologiques et les emplacements réservés aux communications. Dans ces cas, la turbine éolienne servirait à assister de petits générateurs mus au carburant Diesel. L'autre possibilité consisterait en l'aménagement de "parcs d'éoliennes" où nombre de turbines éoliennes seraient

to be economical, must be at least 25-30 years. Hence researchers are concentrating on materials that are both lightweight and strong.

The National Research Council of Canada, has been active in the development of large vertical axis wind turbines. This organization and Hydro Quebec have developed a joint proposal to construct a vertical axis windmill which by 1983 would be the largest of its type in the world. This windmill would produce 4 MW and will have a height of 110 metres. The cost is estimated at \$17.5 million.

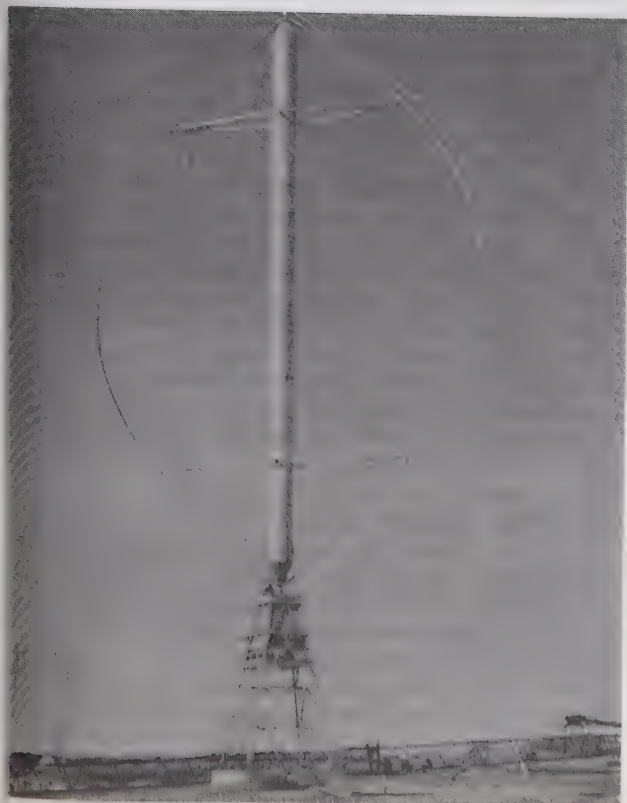
Two smaller prototypes of the vertical axis wind turbine with an output of 50 kW are installed and operating at Holyrood, Newfoundland and Swift Current, Saskatchewan. Also a number of 5 kW units have been installed in other locations to gain experience in the performance of the design concept.

reliées au réseau principal d'un service d'électricité.

Par ailleurs, la dynamique structurelle est un facteur important de la technologie des turbines éoliennes. En effet, il est nécessaire de concevoir des rotors qui ne rompront pas sous la pression d'un ouragan. Pour être rentable, le rotor doit avoir une durée de vie utile d'au moins 25 à 30 années. Voilà pourquoi les chercheurs concentrent leurs efforts sur l'étude de matériaux à la fois légers et résistants.

Le Conseil national de recherches du Canada a réalisé des travaux pour le mise au point de grandes turbines éoliennes à axe vertical. Cet organisme et l'Hydro-Québec se sont entendus pour construire un moulin à vent à axe vertical d'ici 1983 qui serait le plus grand de ce type dans le monde. Ce moulin à vent produirait 4 MW et atteindrait 110 m de hauteur. Son coût est évalué à 17,5 millions de dollars.

Deux prototypes de turbines éoliennes à axe vertical de moindre taille sont installés et exploités à Holyrood (T.N.) et à Swift Current (Sask.) où leur production respective atteint 50 kW. De plus, on a installé un certain nombre de turbines éoliennes de 5 kW dans d'autres lieux afin de pouvoir évaluer, avec le temps, le rendement de ce type de modèle.



National Research Council of Canada, has been active in the development of large vertical axis wind turbines.

Le Conseil National de Recherche du Canada a réalisé des travaux pour la mise au point de grandes turbines éoliennes à axe vertical.

POWER FROM WOOD

Increased consideration is being given to wood as a fuel for electricity generation. To date, such use of wood has been generally as a by-product in the form of waste from pulp and paper or lumbering operations, where there is a requirement for industrial process steam and electricity, as was mentioned in the section on cogeneration. Attention is now also being directed to wood grown and harvested for fuel use. Thermal plants fired by specifically harvested wood may be used to cogenerate steam and electricity, or just to produce electricity.

The current challenge is to demonstrate that wood grown for fuel use alone can support harvesting and transport costs. Special attention is being given to new fast growing species as well as specialized forest management and harvesting.

Studies on this latter possibility have been performed or are underway in Nova Scotia, Ontario, British Columbia and Prince Edward Island. In Nova Scotia, a study completed in 1979 on a 27 MW generating plant to use wood harvested specifically for fuel found that this proposal was not economically attractive.

Studies are also being performed or have been completed on the use of waste wood for electricity generation alone (i.e. without cogeneration steam). In British Columbia, B.C. Hydro has commissioned a feasibility study of a 50 MW generating plant fired by wood waste (hog fuel), to be located at Quesnel, (an area where there are substantial quantities of this material). A 1978 study on a 14 MW plant in Hearst, Ontario using wood waste concluded that the project was not economically feasible without grants for at least a fifth of the total project cost. Other studies underway will help to define the circumstances under which power generation from wood harvested for this purpose is a feasible alternative.



ÉNERGIE DU BOIS

Le bois est de plus en plus envisagé comme combustible pour la production d'électricité. Jusqu'à maintenant, il a été généralement employé à cette fin, comme sous-produit, sous forme de déchet de la fabrication des pâtes et papiers ou du bois de construction. D'ailleurs, ces opérations exigent une certaine quantité de vapeur industrielle et d'électricité, comme il a été mentionné dans la section sur la production mixte. De plus, on accorde maintenant une certaine attention au bois cultivé et récolté, spécialement comme combustible. Les centrales thermiques alimentées de cette façon peuvent produire à la fois de la vapeur et de l'électricité ou simplement de l'électricité.

À l'heure actuelle, le défi est de démontrer que le bois cultivé uniquement en vue de servir de combustible est assez rentable pour supporter les frais de sa récolte et de son transport. Ainsi, les nouvelles espèces d'arbres à croissance rapide tout comme la gestion et la récolte spécialisées des forêts reçoivent une attention particulière.

À cet égard, des études ont été menées ou sont en cours en Nouvelle-Écosse, en Ontario, en Colombie-Britannique et à l'Île-du-Prince-Édouard. En Nouvelle-Écosse, une étude concernant une centrale de 27 MW devant utiliser du bois récolté comme combustible a pris fin en 1979. L'étude a révélé que cette proposition n'était pas attrayante du point de vue économique.

De plus, des études relatives à l'utilisation des déchets du bois aux seules fins de la production d'électricité (c.-à-d. sans production mixte de vapeur) sont en cours ou ont déjà pris fin. En Colombie-Britannique, la B.C. Hydro parrainé une étude de faisabilité concernant une centrale de 50 MW alimentée de résidus forestiers (déchets de bois) dont l'installation est prévue à Quesnel (région où ce matériau abonde). La conclusion atteinte à la suite d'une étude menée en 1978 relativement à un projet de centrale de 14 MW utilisant des déchets de bois à Hearst (Ontario) que le projet n'était pas réalisable a établi du point de vue, sans l'octroi de subventions correspondant à un cinquième de son coût total. Grâce à d'autres études actuellement en cours, il sera possible de définir dans quelles circonstances la production d'énergie à partir du bois spécialement récolté à cette fin constitue une solution réalisable.

RESEARCH AND DEVELOPMENT

During 1979 research expenditures related to the electric utility industry totalled over \$170 million. Of this amount approximately \$99 million was in research and related activity by Atomic Energy of Canada Limited (AECL) in support of the nuclear power program. A further \$60 million was spent by electric utilities on research programs. Federal Research and Development expenditures relating to electrical energy and to the fuels associated with its production totalled approximately \$9 million in addition to the nuclear expenditures noted above. Finally, a cooperative program managed by the Canadian Electrical Association and funded jointly with contributions from the federal government and the electric utilities spent approximately \$5 million in 1979.

The AECL program in nuclear power development includes work on developing fuels for future CANDU reactors with consideration of advanced fuel cycles including thorium and the recycling of irradiated fuels.

Ontario Hydro and Hydro Quebec both maintain substantial research laboratory facilities that undertake a variety of activities linked with the design and operating characteristics of the electric utility business. IREQ, the Hydro Quebec research facility, is located at Varennes, near Montreal. It concentrates a substantial fraction of its effort on high voltage transmission and related areas. The range of research activity is extensive and includes cooling systems for underground transmission, large wind turbines, series tapping of HVDC lines, studies in solar energy, energy storage and work on water source heat pumps. An extensive testing program on electrical and other equipment is carried out both for the needs of Hydro Quebec and for outside clients. Research contracts have also been obtained from a number of organizations including American Electric Power, Electric Research Centres in Japan and Brazil, and the Electric Power Research Institute (U.S.). Over 430 employees comprise the Institute's staff.

Ontario Hydro conducts a large and varied research activity centered on its Dobson Research Laboratories in Toronto with a staff of over 500. The research program covers all aspects of utility performance through divisions specializing in electrical, chemical, civil and mechanical engineering research. The research program is giving

RECHERCHE ET DÉVELOPPEMENT

Au cours de 1979, les dépenses consacrées à la recherche dans l'industrie des services d'électricité ont dépassé 170 millions de dollars. De cette somme, environ 99 millions de dollars allaient à la recherche et à des activités connexes entreprises par L'Énergie atomique du Canada Limitée (l'E.A.C.L.) dans le cadre de la promotion du programme d'énergie nucléaire. De plus, les services électriques ont dépensé 60 millions de dollars en programmes de recherches. Les dépenses de recherche et de développement dans le domaine de l'énergie électrique et des combustibles utilisés dans sa production ont atteint environ 9 millions de dollars en plus de la somme déjà consacrée à l'énergie nucléaire. Enfin, le programme coopératif dirigé par l'Association canadienne de l'électricité et subventionné à la fois par des contributions du gouvernement fédéral et des services d'électricité a coûté environ 5 millions de dollars en 1979.

Le programme de mise en valeur de l'énergie nucléaire de L'E.A.C.L. comprend le travail de développement de combustibles pour les réacteurs CANDU éventuels et tient compte des cycles des combustibles perfectionnés, y compris le thorium et le recyclage des combustibles irradiés.

L'Hydro-Ontario et l'Hydro-Québec gèrent toutes deux d'importants laboratoires de recherche où ont lieu différentes activités liées à la conception et aux caractéristiques de fonctionnement des services publics d'électricité. L'Hydro-Québec exploite l'IREQ, installation de recherche de plus de 430 employés située à Varennes près de Montréal. Une grande partie de son travail consiste à étudier le transport à haute tension et les domaines convexes. On y mène des travaux de recherche dans de nombreux domaines, y compris les systèmes de refroidissement pour le transport souterrain, les éoliennes de grandes dimensions, la prise série des lignes en C.C.H.T., les études portant sur l'énergie solaire, l'emmagasinement d'énergie et les travaux sur les thermopompes à eau. L'IERQ effectue également un important programme d'essai de matériel électrique et d'autres équipements tant pour répondre aux besoins de l'Hydro-Québec qu'à ceux de clients extérieurs, ainsi que le démontrent les contrats de recherches entrepris à la demande d'un certain nombre d'organisations, notamment l'American Electric Power, des

attention to alternative energy sources including solar system evaluation, wind power and biomass fuels. Studies were undertaken on the use of waste heat from thermal generating stations for greenhouse and residential space heating applications. Other studies were made to improve combustion efficiency and safety in coal fired boilers and to explore properties of rock a thousand feet below ground to allow evaluation of underground power plants.

Two other utilities have research divisions. Saskatchewan Power undertakes a variety of work designed to improve power plant efficiency and the utilization of coal for electricity generation. Several programs are underway on electric heating methods including the use of solar energy and the testing of off-peak furnaces. A \$15 million Research and Development Centre for B.C. Hydro is under construction and planned for official opening early in 1980. The facilities include a high voltage laboratory for dielectric tests up to 500 kV, a distribution short-circuit testing facility and a general research and development laboratory for chemical, electrical, metallurgical, mechanical and civil engineering investigations. The Centre has a staff of 75 and an annual budget of about \$3 million.

The non-nuclear portions of the federal energy research program having particular relevance to electrical energy totalled \$8.8 million in 1979. Highlights included work on improved coal-firing and fluidized bed combustion, co-generation, electrical transmission and wind energy.

The Canadian Electrical Association R&D Program is a cooperative venture in which virtually all Canadian electric utilities participate. Since the program's inception in 1974 over 150 projects have been committed in areas of electrical transmission, generation, distribution and in utilization and conservation of electricity. Approximately 58 research contracts with a total value of about \$4.7 million were awarded in 1979. Many of the programs have shown potential to reduce operating costs, to improve efficiency or reliability of the equipment used to generate electricity and to deliver it to the ultimate customer. A further advantage of this program is to provide an opportunity for all electric utilities to participate in identifying research topics and managing the performance of studies. This participation is of particular value for smaller utilities

centres de recherches en électricité au Japon et au Brésil et l'Electric Power Research Institute (É.-U.).

Les 500 employés du Dobson Research Laboratories de l'Hydro-Ontario, à Toronto, travaillent à un programme de recherches important et varié abordant tous les aspects du rendement du service public grâce à ses divisions spécialisées en électricité, en chimie, en génie civil et mécanique. Le programme touche aussi aux nouvelles sources d'énergie, y compris l'évaluation des systèmes d'énergie solaire, l'énergie éolienne et les combustibles de la biomasse.

D'autres études ont porté sur l'utilisation de la chaleur résiduaire des centrales thermiques pour le chauffage des locaux dans les serres et les maisons. D'autres travaux visaient l'amélioration de l'efficacité et de la sûreté de la combustion dans les chaudières alimentées au charbon et sur les propriétés des roches enfoires mille pieds en profondeur, afin d'évaluer les possibilités de construire des centrales électriques souterraines.

Deux autres services publics ont des divisions de recherche. La Saskatchewan Power entreprend une gamme de travaux visant à améliorer l'efficacité des centrales et l'utilisation du charbon dans la production d'électricité. Plusieurs programmes portent sur le chauffage électrique, y compris l'utilisation d'énergie solaire et l'essai de chaudières pour périodes creuses. La construction du centre de recherche et de développement de la B.C. Hydro d'une valeur de 15 millions de dollars, doit prendre fin au début de 1980. Cette installation comprendra un laboratoire à haute tension pour tests diélectriques atteignant 500 kV, une installation de vérification sur les court-circuits et un laboratoire général de recherche et de développement pour les travaux en chimie, en électricité, en métallurgie et en génie mécanique et civil. Le centre compte 75 employés et dispose d'un budget annuel d'environ 3 millions de dollars.

En 1979, les sommes consacrées par le gouvernement fédéral à la recherche nucléaire dans le domaine de l'énergie électrique, notamment sur l'amélioration de la combustion du charbon et des lits fluidisés, la production mixte, le transport de l'électricité et l'énergie éolienne ont atteint 8,8 millions de dollars.

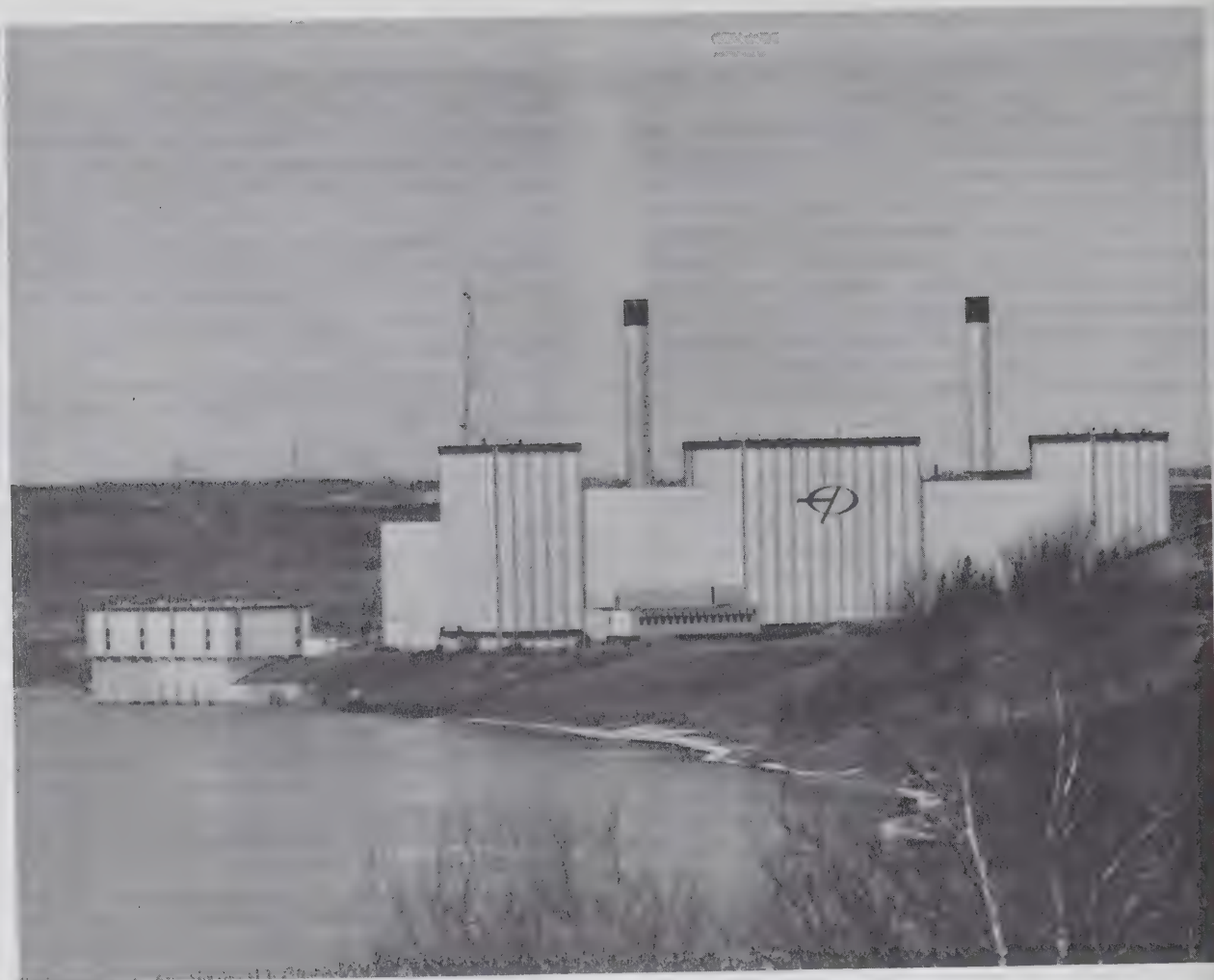
Le programme de recherche et de développement de l'Association canadienne de l'électricité

having no formal research program of their own.

The longer term requirements are the following: to provide a larger fraction of total energy in the form of electricity; and to make greater use of renewable resources and the more abundant fuels for the production of electricity. These requirements make necessary expanded programs of research, development and demonstration with special emphasis on expanding the range of energy applications that can be performed efficiently and economically with electricity.

est une entreprise coopérative lancée en 1974 à laquelle participent presque tous les services publics d'électricité du pays. Depuis 1974, plus de 150 projets ont été entrepris dans le domaine du transport, de la production, de la distribution, de l'utilisation et de l'économie d'électricité. En 1979, quelque 58 contrats de recherches d'une valeur totale d'environ 4,7 millions de dollars ont été accordés. Plusieurs projets ont laissé entrevoir la possibilité de diminuer les frais d'exploitation, d'améliorer l'efficacité ou la fiabilité du matériel utilisé pour produire l'électricité et la livrer au consommateur. Le programme présente également l'avantage de donner l'occasion à tous les services d'électricité de participer à l'identification de sujets de recherches et à la gestion du rendement des études. Les services publics moins importants non commanditaires d'un programme de recherches, profitent particulièrement de cette participation.

Les besoins à long terme sont les suivants: fournir une plus grande part du total énergétique sous forme d'électricité et accroître l'utilisation des ressources renouvelables et des combustibles les plus abondants pour la production d'électricité. Ces besoins entraînent nécessairement l'expansion des programmes de recherche, de développement et de démonstration, notamment en ce qui a trait à la diversification des applications efficaces et économiques de l'énergie électrique.



Edmonton Power's recently completed Clover Bar Generating Station takes cooling water from the North Saskatchewan River. This may be the last significant gas fired station that will be built in Alberta.

La centrale de Clover Bar de l'Edmonton Power, terminée récemment, tire son eau de refroidissement de la rivière Saskatchewan Nord. Il s'agit peut-être de la dernière centrale d'importance alimentée au gaz en Alberta.

ANNEX

APPENDICE

Table A1 Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1979.

Year	INSTALLED CAPACITY				Total
	Thermal				
	Conventional	Nuclear	Sub-Total		
Hydro					
PUISSANCE INSTALLÉE					
Thermique					
Année	Classique	Nucléaire	Sous-total	Hydro	Total
(MW)					
1920	300	-	300	1 700	2 000
1930	400	-	400	4 300	4 700
1940	500	-	500	6 200	6 700
1950	900	-	900	8 900	9 800
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700
1960	4 392	-	4 392	18 657	23 049
1961	5 072	-	5 072	19 019	24 091
1962	5 609	20	5 629	19 338	24 967
1963	6 180	20	6 200	20 101	26 301
1964	6 694	20	6 714	20 313	27 027
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348
1966	8 307	20	8 327	22 438	30 765
1967	9 373	240	9 613	23 353	32 966
1968	10 711	240	10 951	24 957	35 908
1969	12 321	240	12 561	27 031	39 592
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826
1971	14 504	1 570	16 075	30 601	46 676
1972	15 318	2 126	17 444	32 500	49 944
1973	17 711	2 400	20 111	34 266	54 376
1974	18 085	2 666	20 751	36 779	57 530
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918
1979*	27 216	5 866	33 082	43 990	77 072

Tableau A1 Capacité de production installée et consommation d'énergie électrique au Canada, 1920-1979.

Electrical Energy Consumption	Average Demand	Peak Demand	Generation Reserve	Load Factor
Consommation électrique d'énergie	Demande moyenne	Demande de pointe	Production de réserve	Facteur de charge
(a)	(b)	(c)	(d)	(e)
(GWh)	(MW)	(MW)	(MW)	%
-	-	-	-	-
19 468	2 222	-	-	-
33 062	3 774	-	-	-
55 037	6 283	-	-	-
81 000	9 247	12 536	2 164	15
109 302	12 477	17 264	5 785	25
110 950	12 666	18 353	5 738	24
116 135	13 257	18 937	6 030	24
121 510	13 871	20 783	5 518	21
133 949	15 291	22 516	4 511	17
144 165	16 457	24 167	5 181	18
156 956	17 917	25 921	4 844	16
165 812	18 928	27 812	5 154	16
175 845	20 074	30 300	5 608	16
188 649	21 535	32 092	7 500	19
201 298	22 979	34 592	8 234	19
211 492	24 143	35 720	10 956	23
229 692	26 220	38 921	11 023	22
248 013	28 311	42 699	11 677	21
266 244	30 393	42 528	15 002	26
265 382	30 295	46 187	15 165	25
284 214	32 445	49 537	16 456	25
299 588	34 200	52 001	18 574	26
316 161	36 091	54 279	19 639	27
322 718	36 840	57 625	19 447	25

1920-55: figures are approximate, computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for own use. 1920-55 Canadian Energy Prospects (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957. 1956-79, Statistics Canada Publication 57-202.

Average Demand = Energy Consumption ÷ 8 760 (hrs/yr).
Statistics Canada Publication 57-204.

Generation Reserve Data is based on capacity. These figures differ from those presented by Statistics Canada Publication 57-204 as latter are based on capability.

Load Factor = Average Demand ÷ Peak Demand.
Preliminary Data.

(a) 1920-55: les chiffres sont approximatifs car ils ont été compilés à partir des données recueillies par Statistique Canada pour les centrales dont la production d'énergie est destinée à la vente auxquelles viennent s'ajouter les données des centrales dont la production sert à leur propre usage. 1920-55, Perspectives économiques du Canada (Commission royale d'enquête sur les perspectives économiques du Canada), John Davis, 1957. 1956-79, Publication n° 57-202, Statistique Canada.

(b) Demande moyenne = consommation d'énergie ÷ 8 760 (heures/année).

(c) Publication n° 57-204, Statistique Canada.

(d) Les données sur la production de réserve sont fondées sur la puissance. Ces chiffres ne correspondent pas à ceux que donne la publication n° 57-204 de Statistique Canada qui sont fondés sur la possibilité de production.

(e) Facteur de charge = demande moyenne ÷ demande de pointe.
Données préliminaires.

Table A2 Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures 1979(GWh).

Tableau A2 Production d'énergie électrique par principal type de combustible, données préliminaires pour 1979(GWh).

Province	CONVENTIONAL THERMAL					% Generated By				
	Coal*	Oil*	Gas*	Total	Nuclear	Hydro	Total	% of Total Generation	Utilities	Industrial Establishments
	THERMIQUE CLASSIQUE								Produite par	
Charbon	Pétrole	Gaz	Total	Nucléaire	Hydro-électrique	Total	% de la production totale	Services d'électricité	Établissements industriels	
Newfoundland/ Terre-Neuve	-	1 304	-	1 304	-	42 212	43 516	12.4	98.7	1.3
Prince Edward Island/ Île-du-Prince-Edward	-	151	-	151	-	-	151	.0	100.0	.0
Nova Scotia/ Nouvelle-Écosse	1 063	3 927	-	4 989	-	1 176	6 166	1.8	92.5	7.5
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick	351	5 702	-	6 053	-	3 113	9 166	2.6	91.7	8.3
Québec	-	457	25	481	-	88 506	88 988	25.3	84.2	15.8
Ontario	29 283	2 015	2 284	33 582	33 275	42 224	109 081	31.0	95.8	4.2
Manitoba	147	23	1	171	-	20 443	20 614	5.9	99.7	.3
Saskatchewan	6 055	13	622	6 690	-	2 416	9 106	2.6	95.3	4.7
Alberta	15 322	20	4 845	20 188	-	1 415	21 603	6.1	97.0	3.0
British Columbia/ Colombie-Britannique	-	2 065	180	2 245	-	40 928	43 173	12.3	70.1	29.9
Yukon	-	36	-	36	-	317	353	0.1	100.0	.0
Northwest Territories/ Territoires du N.-O.	-	98	-	98	-	290	388	0.1	94.1	5.9
CANADA	52 222	15 811	7 955	75 988	33 275	243 041	352 304	100.0	90.2	9.8

Statistics Canada. Source
Estimated values. #

Statistique Canada.
Valeurs estimées.

Table A3 Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type. Preliminary Figures as at Dec. 31, 1979 (MW).

Tableau A3 Capacité thermique classique par principal type de combustible, données préliminaires au 31 décembre 1979 (MW).

	Steam Vapeur				Gas Turbine Turbine à gaz			Internal Combustion Combustion interne			All Conventional Thermal Toutes les sources d'énergie thermique classiques						
	Coal Charbon	Oil Pétrole	Gas Gaz	Other* Autres	Total	Oil Pétrole	Gas Gaz	Total	Oil Pétrole	Gas Gaz	Total	Coal Charbon	Oil Pétrole	Gas Gaz	Other* Autres	Total	
Newfoundland/ Terre-Neuve	-	503	-	-	503	170	-	170	76	-	76	-	749	-	-	-	749
Prince Edward Island/Île-du- Prince-Édouard	-	71	-	-	71	41	-	41	7	-	7	-	118	-	-	-	118
Nova Scotia/ Nouvelle-Écosse	480	804	-	29	1 313	205	-	205	1	-	1	480	1 010	-	29	1 519	
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick	231	1 648	-	-	1 879	23	-	23	5	-	5	231	1 676	-	-	1 907	
Québec	-	646	4	5	655	446	-	446	100	-	100	-	1 192	4	5	1 202	
Ontario	8 763	2 304	1 437	68	12 572	451	-	451	5	6	11	8 763	2 759	1 443	68	13 033	
Manitoba	419	24	4	-	447	24	-	24	29	-	29	419	77	4	-	499	
Saskatchewan	1 208	-	171	21	1 400	-	104	104	10	-	10	1 208	10	275	21	1 514	
Alberta	3 009	-	1 233	65	4 307	-	300	300	5	35	40	3 009	5	1 568	65	4 647	
British Columbia/ Colombie- Britannique	-	998	63	251	1 312	352	62	414	130	12	142	-	1 480	137	251	1 868	
Yukon	-	-	-	-	-	-	-	-	123	-	123	-	123	-	-	123	
N.W.T./T.N.-O.	-	1	-	-	1	-	-	-	36	-	36	-	37	-	-	37	
CANADA	14 110	6 999	2 912	439	24 460	1 712	466	2 179	527	53	577	14 110	9 236	3 431	439	27 216	

Mainly wood wastes and black liquor. *

Principalement des résidus de bois et des liqueurs résiduelles.

Tableau A4 Exportations d'énergie électrique, 1977-78 et données préliminaires 1979 (GWh).

.... Continued on next page/Continuer à la prochaine page

Table A4 (continued)

Tableau A4 (suite).

PROVINCE	Year	PROVINCIAL/PROVINCIALES *					Net Exports To U.S.A.	Imports From U.S.A.	Net Exports To U.S.A.	Total Provincial Supply
		Generation	Exports	Imports	Net Exports	Exports Aux États-Unis				
Année	Production	Exportations	Importations	Exportations Nettes	Exportations Nettes	Importations Des États-Unis	Exportations Nettes Aux États-Unis	Exportations Nettes Aux États-Unis	Exportations Nettes Aux États-Unis	Exportations Nettes Aux États-Unis
Saskatchewan	1979	9 106	776	1 261	-485	-	-	-	-	9 591
1978	8 843	910	790	120	-	-	-	-	-	8 723
1977	8 390	958	650	308	-	-	-	-	-	8 082
Alberta	1979	21 603	395	108	287	-	2	-2	-2	21 316
1978	19 083	279	230	49	-	-	2	-2	-2	19 034
1977	17 756	398	143	255	-	-	2	-2	-2	17 503
British Columbia/Colombie-Britannique	1979	43 173	3 656	1 737	1 919	3 552	1 342	2 210	2 210	41 254
1978	42 437	3 934	1 521	2 413	3 706	1 242	1 242	2 464	2 464	40 024
1977	43 124	5 601	1 009	4 592	5 457	611	611	4 846	4 846	38 532
Yukon	1979	353	-	-	-	-	-	-	-	353
1978	369	-	-	-	-	-	-	-	-	369
1977	367	-	-	-	-	-	-	-	-	367
NWT/T.N.-O	1979	388	-	-	-	-	-	-	-	388
1978	384	-	-	-	-	-	-	-	-	384
1977	370	-	-	-	-	-	-	-	-	370
CANADA	1979	352 304	31 378	1 792	29 586	31 378	1 792	29 586	29 586	322 718
1978	335 654	21 593	2 099	19 494	21 593	21 593	2 099	19 494	19 494	316 161
1977	316 592	19 809	2 758	17 051	19 809	19 809	2 758	17 051	17 051	299 540

* Includes transfers to/from other provinces and exports/imports to the USA.
 Statistics Canada Publication 57-202 for 1977-78, 57-001 for 1979.

* Includ des transferts à/d'autres provinces et exportations/importations aux États-Unis.
 Publications n. 57-202 pour 1977-1978 et 57-001 pour 1979, Statistique Canada.

Table A5 Generation Capacity by Type

Tableau A5 Capacité de production par type.

	Steam Vapeur	Gas Turbine Turbine à Gaz	Internal Combustion Combustion Intérieure	Nuclear Nucléaire	Total Thermal/ Thermo-électrique	Hydro Hydro électrique	Total
NEWFOUNDLAND/TERRE-NEUVE							
Total End/Fin 1978	352.60	170.39	75.54	-	598.53	6 375.77	6 974.30
Additions 1979	150.00	-	-	-	150.00	-	150.00
Total End/Fin 1979	502.60	170.39	75.54	-	748.53	6 375.77	7 124.30
Additions Proposed/Proposées							
1980	-	-	-	-	-	75.00	75.00
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	84.00	84.00
1983	-	25.00	-	-	25.00	-	25.00
Total End/Fin 1983	502.60	195.39	75.54	-	773.53	6 534.77	7 308.30
PRINCE EDWARD ISLAND/ILE-DU-PRINCE EDOUARD							
Total End/Fin 1978	70.50	40.85	6.89	-	118.24	-	118.24
Additions 1979	-	-	-	-	-	-	-
Total End/Fin 1979	70.50	40.85	6.89	-	118.24	-	118.24
Additions Proposed/Proposées							
1980	-	-	-	-	-	-	-
Total End/Fin 1980	70.50	40.85	6.89	-	118.24	-	118.24

Table A5 (cont'd) Generation Capacity by Type. **Tableau A5 (suite) Capacité de production par type.**

	Steam Vapeur	Gas Turbine Turbine à gaz	Internal Combustion Combustion Intérieur	Nuclear Nucléaire	Total Thermal/ Thermo-électrique	Hydro Hydro électrique	Total
NOVA SCOTIA/NOUVELLE ECOSSE							
Total End/Fin 1978	1 163.28	205.00	0.60	-	1 368.88	359.90	1 728.78
Additions 1979	150.00	-	-	-	150.00	-	150.00
Total End/Fin 1979	1 313.28	205.00	0.60	0.00	1 518.88	359.90	1 878.78
Additions Proposed/Proposées							
1980	150.00	-	-	-	150.00	3.50	153.50
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	20.00	20.00
Total End/Fin 1983	1 463.28	205.00	0.60	-	1 668.88	383.40	2 052.28
NEW BRUNSWICK/NOUVEAU BRUNSWICK							
Total End/Fin 1978	1 679.38	23.38	4.81	-	1 707.57	679.88	2 387.45
Additions 1979	200.00	-	-	-	200.00	110.00	310.00
Total End/Fin 1979	1 879.38	23.38	4.81	-	1 907.57	789.88	2 697.45
Additions Proposed/Proposées							
1980	-	-	-	-	-	110.00	110.00
1981	-	-	-	630.00	630.00	-	630.00
Total End/Fin 1980	1 879.38	23.38	4.81	630.00	2 537.57	899.88	3 437.45

**Table A5 (cont'd) Tableau A5 (suite) Capacité de production
by Type. par type.**

	Steam Vapeur	Gas Turbine Turbine à Gaz	Internal Combustion Combustion Intérieure	Nuclear Nucléaire	Total Thermal/ Thermo-électrique	Hydro Hydro électrique	Total
QUÉBEC							
Total End/Fin 1978	655.25	162.00	82.23	266.40	1 165.88	15 429.77	16 595.65
Additions 1979	-	284.32	18.00	-	302.32	1 332.00	1 634.32
Total End/Fin 1979	655.25	446.32	100.23	266.40	1 468.20	16 761.77	18 229.97
Additions Proposed/Proposées							
1980	-	-	-	-	-	1 332.00	1 332.00
1981	-	-	-	-	-	1 998.00	1 998.00
1982	-	-	-	-	-	1 242.00	1 242.00
1983	-	-	6.00	685.00	691.00	1 536.00	2 227.00
1984	-	-	-	-	-	2 243.00	2 243.00
1985	-	-	6.00	-	6.00	1 574.00	1 580.00
1986	-	-	6.00	-	6.00	-	6.00
1987	-	-	6.00	-	6.00	-	6.00
1988	-	-	-	-	-	1 590.00	1 590.00
1989	-	-	-	-	-	1 362.00	1 362.00
1990	-	-	-	-	-	738.00	738.00
Total End/Fin 1990	655.25	446.32	124.23	951.40	2 177.20	30 376.77	32 553.97
ONTARIO							
Total End/Fin 1978	12 572.21	450.64	10.70	5 600.00	18 633.55	7 082.65	25 716.20
Additions 1979	-	-	-	-	-	-	-
Total End/Fin 1979	12 572.21	450.64	10.70	5 600.00	18 633.55	7 082.65	25 716.20
Additions Proposed/Proposées							
1980	-	22.50	-	-	22.50	-	22.50
1981	300.00	81.70	-	-	381.70	-	381.70
1982	-	-	-	-	-	54.00	1 934.00
1983	-	14.00	-	1 880.00	1 894.00	-	1 894.00
1984	200.00	28.00	-	-	228.00	-	228.00
1985	-	14.00	-	800.00	814.00	-	814.00
1986	-	-	-	800.00	800.00	-	800.00
1987	200.00	-	-	-	200.00	-	200.00
1988	-	-	-	900.00	900.00	-	900.00
1989	-	-	-	900.00	900.00	-	900.00
1990	-	-	-	900.00	900.00	-	900.00
1991	-	-	-	900.00	900.00	-	900.00
Total End/Fin 1991	13 272.21	610.84	10.70	14 560.00	28 453.75	7 136.65	35 590.40

Table A5 (cont'd) Generation Capacity by Type. **Tableau A5 (suite) Capacité de production par type.**

	<u>Steam Vapeur</u>	<u>Gas Turbine Turbine à Gaz</u>	<u>Internal Combustion Combustion Intérieure</u>	<u>Nuclear Nucléaire</u>	<u>Total Thermal/ Thermo-électrique</u>	<u>Hydro Hydro électrique</u>	<u>Total</u>
MANITOBA							
Total End/Fin 1978	447.00	23.80	28.64	-	499.44	3 187.10	3 686.54
Additions 1979	-	-	-	-	-	448.00	448.00
Total End/Fin 1979	447.00	23.80	28.64	-	499.44	3 635.10	4 134.54
Additions Proposed/Proposées							
1980-88	-	-	-	-	-	-	-
1989	-	-	-	-	-	351.00	351.00
1990	-	-	-	-	-	468.00	468.00
1991	-	-	-	-	-	351.00	351.00
Total End/Fin 1991	447.00	23.80	28.64	-	499.44	4 805.10	5 304.54
SASKATCHEWAN							
Total End/Fin 1978	1 399.96	103.92	10.00	-	1 513.88	566.88	2 080.76
Additions 1979	-	-	-	-	-	-	-
Total End/Fin 1979	1 399.96	103.92	10.00	-	1 513.88	566.88	2 080.76
Additions Proposed/Proposées							
1980	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
Total End/Fin 1982	1 999.96	103.92	10.00	-	2 113.88	566.88	2 680.76

**Table A5 (cont'd) Generation Capacity
by Type.**

**Tableau A5 (suite) Capacité de production
par type.**

	Steam Vapeur	Gas Turbine Turbine à Gaz	Internal Combustion Combustion Intérieure	Nuclear Nucléaire	Total Thermal/ Thermo-électrique	Hydro Hydro-électrique	Total
ALBERTA							
Total End/Fin 1978	4 142.03	267.30	39.48	-	4 448.81	718.30	5 167.11
Additions 1979	165.00	33.00	-	-	198.00	-	198.00
Total End/Fin 1979	4 307.03	300.30	39.48	-	4 646.81	718.30	5 365.11
Additions Proposed/Proposées							
1980	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1981	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1984	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1985	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1986	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
Total End/Fin 1986	6 607.03	300.30	39.48	-	6 946.81	718.30	7 665.11
BRITISH COLUMBIA/COLOMBIE-BRITANNIQUE							
Total End/Fin 1978	1 311.97	354.94	141.81	-	1 808.72	7 391.78	9 200.50
Additions 1979	-	59.20	-	-	59.20	202.50	261.70
Total End/Fin 1979	1 311.97	414.14	141.81	-	1 867.92	7 594.28	9 462.20
Additions Proposed/Proposées							
1980	-	-	-	-	-	1 405.00	1 405.00
1981-2	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	1 350.00	1 350.00
1984	-	-	-	-	-	450.00	450.00
Total End/Fin 1984	1 311.97	414.14	141.81	-	1 867.92	10 799.28	12 667.20

Table A5 (cont'd) Generation Capacity by Type. **Tableau A5 (suite) Capacité production par type.**

	Steam Vapeur	Gas Turbine Turbine à Gaz	Internal Combustion Combustion Intérieure	Nuclear Nucléaire	Total Thermal/ Thermo-électrique	Hydro Hydro électrique	Total
YUKON							
Total End/Fin 1978	-	-	35.72	-	35.72	58.14	93.86
Additions 1979	-	-	-	-	-	-	-
Total End/Fin 1979	-	-	35.72	-	35.72	58.14	93.86
Additions Proposed/ Proposées	-	-	-	-	-	-	-
1980	-	-	-	-	-	-	-
Total End/Fin 1980	-	-	35.72	-	35.72	58.14	93.86
NORTHWEST TERRITORIES/ TERRITOIRES DU NORD OUEST							
Total End/Fin 1978	0.60	-	121.18	-	121.78	47.36	169.14
Additions 1979	-	-	1.69	-	1.69	-	1.69
Total End/Fin 1979	0.60	-	122.87	-	123.47	47.36	170.83
Additions Proposed/Proposées	-	-	1.28	-	1.28	-	1.28
1980	-	-	-	-	-	-	-
Total End/Fin 1980	0.60	-	124.15	-	124.75	47.36	172.11

Table A5 (cont'd) Generation Capacity by Type. **Tableau A5 (suite) Capacité de production par type.**

	Steam Vapeur	Gas Turbine Turbine à Gaz	Internal Combustion Combustion Intérieure	Nuclear Nucléaire	Total Thermal/ Thermo-électrique	Hydro Hydro électrique	Total
CANADA							
Total End/Fin 1978	23 794.77	1 802.21	557.59	5 866.40	32 020.97	41 897.52	73 918.49
Additions 1979	655.00	376.52	19.69	-	1 061.21	2 202.50	3 263.71
Total End/Fin 1979	24 459.77	2 178.73	577.28	5 866.40	33 082.18	43 990.02	77 072.20
Additions Proposed/ Proposées							
1980	825.00	22.50	1.28	-	848.78	2 925.50	3 774.28
1981	675.00	81.70	-	630.00	1 386.70	1 998.00	3 384.70
1982	300.00	-	-	1 880.00	2 180.00	1 380.00	3 560.00
1983	400.00	39.00	6.00	2 565.00	3 010.00	2 906.00	5 916.00
1984	600.00	28.00	-	-	628.00	2 693.00	3 521.00
1985	375.00	14.00	6.00	800.00	1 195.00	1 574.00	2 769.00
1986	375.00	-	6.00	800.00	1 181.00	-	1 181.00
1987	200.00	-	6.00	-	206.00	-	206.00
1988	-	-	-	900.00	900.00	1 590.00	2 490.00
1989	-	-	-	900.00	900.00	1 713.00	2 613.00
1990	-	-	-	900.00	900.00	1 206.00	2 106.00
1991	-	-	-	900.00	900.00	351.00	1 251.00
Total End/Fin 1991	28 209.77	2 363.93	602.56	16 141.40	47 117.66	62 326.52	109 644.18

Table A6 Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station. Major 1979 Additions and Projected 1980-1991.

Tableau A6 Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1979 et projetées pour 1980-1991

Province & Station/Centrale	Type*	Additions in/en 1979 (MW)	Year/ Année	Additions Proposed/ Prevues (MW)	Proposed plant capacity/ Puissance proposée de la centrale (MW)	Total Cost (\$M)
Newfoundland/ Terre-Neuve	H	-	1980	75	75.00	80
	S(O)	150	-	-	450.00	72
	GT	-	1983	25	25.00	5
	H	-	1982	84	84.00	155
Nova Scotia/ Nouvelle Écosse	S(C)	150	1980	150	300.00	114
	H	-	1983	20	20.00	45
	H	-	1980	3.5	3.50	
New Brunswick/ Nouveau-Brunswick	S(OC)	200	1980	-	300.00	130
	H	110	1981	110	637.80	30
	N	-		630	630.00	895
Québec	H	-	1988	4 x 255		
			1989	4 x 255		
			1990	2 x 255		
			1983	685	2 550.00	500
					685.00	853
	N	-				
	IC	3 x 6	1983	6		
			1985	6		
			1986	6		
			1987	6	42.00	26

Table A6 (cont'd)

Installed Generating
Capacity Expansion in
Canada by Station. Major
1979 Additions and Projected
1980-1991.

Tableau A6 (suite)

Expansion de la capacité de
production installée au Canada
par centrale. Principales
additions en 1979 et projetées
pour 1980-1991.

Province & Station/Centrale	Type*	Additions in/en 1979 (MW)	Year/ Année	Additions Proposed/ Prevues (MW)	Proposed plant capacity/ Puissance proposée de la centrale (MW)	Total Cost (\$M)
Québec (cont.)						
La Citilière	GT	4 x 71.08	-	-	284.32	81
La Grande - LG-1	H	-	1988	5 x 114		
			1989	3 x 114		
			1990	2 x 114		
LG-2	H	4 x 333	1980	4 x 333	1 140.00	
			1981	6 x 333		
LG-3	H	-	1982	2 x 333	5 328.00	
			1983	3 x 192		
LG-4	H	-	1984	8 x 192	2 304.00	11 300
			1985	1 x 192		
Manic 5	H	-	1984	7 x 293	2 637.00	
			1985	2 x 293	2 280.00	750
			1985	4 x 247		
Ontario						
Atikokan	S(C)	-	1984	200		
Bruce B	N	-	1987	200	400.00	854
			1982	800		
			1983	800		
			1985	800		
Darlington	N	-	1986	800		
			1988	900	3 200.00	4 226
			1989	900		
			1990	900		
Pickering B	N	-	1991	900	3 600.00	6 120
			1982	2 x 540		
St. Mary's	H	-	1983	2 x 540	2 160.00	2 717
Thunder Bay	S(C)	-	1982	3 x 18	54.00	95
			1981	2 x 150	400.00	381

Table A6 (cont'd) Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station. Major 1979 Additions and Projected 1980-1991.

Tableau A6 (suite) Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1979 et projetées pour 1980-1991.

Province & Station/Centrale	Type*	Additions in/en 1979 (MW)	Year/ Année	Additions Proposed/ Prevues (MW)	Proposed plant capacity/ Puissance proposée de la centrale (MW)	Total Cost (\$M)
Manitoba	Jenpeg Limestone	H	1989	3 x 117	168.00	60
		H	1990	4 x 117		
			1991	3 x 117	1 170.00 980.00	1 800 500
	Long Spruce	H				
Saskatchewan	Poplar River	S(C)	1980 1982	300 300	600.00	240 188
Alberta	Battle River	S(C)	1981	375	737.00	243
	Clover Bar	S(G)			660.00	29
	Keephills	S(C)	1983 1984	400 400	800.00	613
	Sheerness	S(C)	1985 1986	375 375	750.00	750
	Sundance	S(C)	1980	375	2 100.00	203
	Medicine Hat	GT			138.50	8

Table A6 (cont'd) Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station. Major 1979 Additions and Projected 1980-1991.

Tableau A6 (suite). Expansion de la capacité de production installée au Canada par centrale. Principales additions en 1979 et projetées pour 1980-1991.

Province & Station/Centrale	Type*	Additions in/en 1979 (MW)	Year/ Année	Additions Proposed/ Prevues (MW)	Proposed plant capacity/ Puisissance proposée de la centrale (MW)	Total Cost (\$M)
British Columbia						
Gordon M Shrum	H	-	1980	300	2 416.00	60
Keogh	GT	59.2	-	-	99.70	
Peace Canyon	H		1980	4 x 175	700.00	410
Revelstoke	H	--	1983	3 x 450		
			1984	450		
Seven Mile	H	202.5	1980	2 x 202.5	1 800.00	1 560
					607.50	625
Northwest Territories						
Various Communities	TC	1.69	1980	1.28	2.97	

Legend

Hydro
Steam (coal)
Steam (Gas)
Steam (Oil)
Nuclear
Internal Combustion
Gas Turbine

Légende

H Hydro-électrique
SC Vapeur (Charbon)
SG Vapeur (Gaz)
SO Vapeur (Huile)
N Nucléaire
IC Combustion interne
GT Turbine à gaz

SELECTED BIBLIOGRAPHY OF ELECTRICAL ENERGY PUBLICATIONS

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered from:

Statistics Canada
Ottawa, Ontario
Canada
K1A 0T6

Electric Power Statistics, Volume I - Annual Electric Power Survey of Capability and Load (Catalogue No. 57-204)

Presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 millions kWh or more per annum during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II -- Annual Statistics (Catalogue No. 57-202)

Includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III - Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment (Catalogue No. 57-206)

Provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW, on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue NO. 57-001)

Presents, on a monthly basis preliminary electrical energy statistics.

BIBLIOGRAPHIE DE PUBLICATIONS RELATIVES À L'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE

Les lecteurs désireux d'obtenir des données statistiques additionnelles peuvent demander les publications suivantes, en anglais et en français, préparées par la Division des industries manufacturières et primaires de Statistique Canada. Les commandes doivent être adressées à:

Statistique Canada
Ottawa, (Ont.)
K1A 0T6
Canada

Statistique de l'énergie électrique, volume I. -- "Enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux" (n° de catalogue 57-204)

présente les résultats de l'enquête annuelle sur la puissance maximale et sur la charge des réseaux et traite de tous les producteurs d'énergie électrique du Canada qui produisent ou produiront 20 millions de kWh ou plus par année au cours de la période de prévision.

Statistique de l'énergie électrique, volume II. -- "Statistiques annuelles" (n° de catalogue 57-202)

comprend diverses données statistiques annuelles relatives aux services d'électricité et aux établissements industriels, notamment la puissance installée, la production, l'approvisionnement et l'utilisation, le nombre d'abonnés, les revenus, les transferts d'énergie, les services aux résidences et aux fermes ainsi que les réseaux de transport. Sont également incluses pour les services d'électricité, les données statistiques relatives aux combustibles, aux employés, aux traitements et salaires, aux actifs passifs, aux comptes de revenu, aux impôts et aux frais d'établissement et d'entretien.

Statistique de l'énergie électrique, volume III. -- "Inventaire des moteurs primaires des génératrices électriques" (n° de catalogue 57-206)

présente une énumération annuelle détaillée des moteurs primaires et des génératrices électriques de plus de 500 kW.

Electricity Bills for Domestic, Commercial and Small Power Service (Catalogue No. 57-203)

Based on the rate schedules supplied by the power companies and municipalities responsible for the distribution of electrical energy in the cities and towns covered in an annual survey. Monthly bills are computed to show the revenue according to the distributors from the sale of definite quantities of electricity used for specific purposes.

Quarterly Report on Energy-Supply Demand in Canada (Catalogue No. 57-003)

Energy balance sheets in both natural units and terajoules for fuel types by region. Each balance sheet shows data on production, imports, exports, interregional movements, conversion from one energy form to another, and consumption by consuming sectors.

Following publications are available at Canadian Government Bookstores, or from OECD Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and Development, Survey by the Energy Division, Annual Survey of Electric Power Equipment, Production and Prospects

Combines the results of two studies carried out by the OECD:

- o Survey of the Energy Division in the development of capital equipment in the electricity supply industry and its technical characteristics (Part One)
- o Survey of the Special Committee for Machinery on the trends of deliveries, orders on hand and production capacity of European manufacturers of heavy equipment for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the situation as of January 1st and give an indication of trends for the next five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Energy Division, The Electricity Supply Industry

Annual general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last two years and provides an outlook for the following five years.

Statistique de l'énergie électrique, mensuel (n° de catalogue 57-001)

présente chaque mois les statistiques préliminaires relatives à l'énergie électrique.

"Facture d'électricité pour les services domestique, commercial et à la petite industrie" (n° de catalogue 57-203)

se base sur des échelles de tarifs fournies par les producteurs d'électricité et les municipalités responsables de la distribution de l'énergie électrique dans les grandes villes et les municipalités qui font l'objet d'une enquête annuelle. Les factures mensuelles sont calculées de façon à montrer le revenu retiré, selon les distributeurs, de la vente de quantités définies d'électricité utilisées à des fins précises.

BULLETIN TRINESTRIAL - DISPONIBILITE ET ECOULEMENT D'ENERGY AU CANADA

bilans énergétiques en unités naturelles et en terajoules pour combustibles différents, par région. Chaque bilan fournit des données sur la production, les importations, les exportations, les transferts d'énergie d'une région à l'autre, la conversion d'une forme d'énergie à une autre et la consommation selon secteurs de consommation.

Les publications suivantes sont en vente aux librairies du gouvernement du Canada ou au Bureau des publications de l'O.C.D.E., 2, rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organisation de coopération et de développement économiques, enquête de la Division de l'énergie, "Enquête annuelle sur l'équipement électrique". Situation et perspective

combine les résultats de deux études exécutées par l'O.C.D.E. soit:

- o une enquête de la Division de l'énergie sur le développement de l'équipement lourd et de ses

caractéristiques techniques dans l'industrie de l'électricité (Partie I)

- o une enquête de la Commission spéciale du matériel sur les tendances des ventes, des commandes en main et de la capacité de production des

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, Statistics of Energy

Presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in consolidated and comparable form.

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utilities or government agencies.

fabricants européens de matériel lourd de centrales (Partie II).

Ces deux enquêtes complémentaires présentent la situation au 1^{er} janvier et donnent une indication des tendances pour les cinq prochaines années.

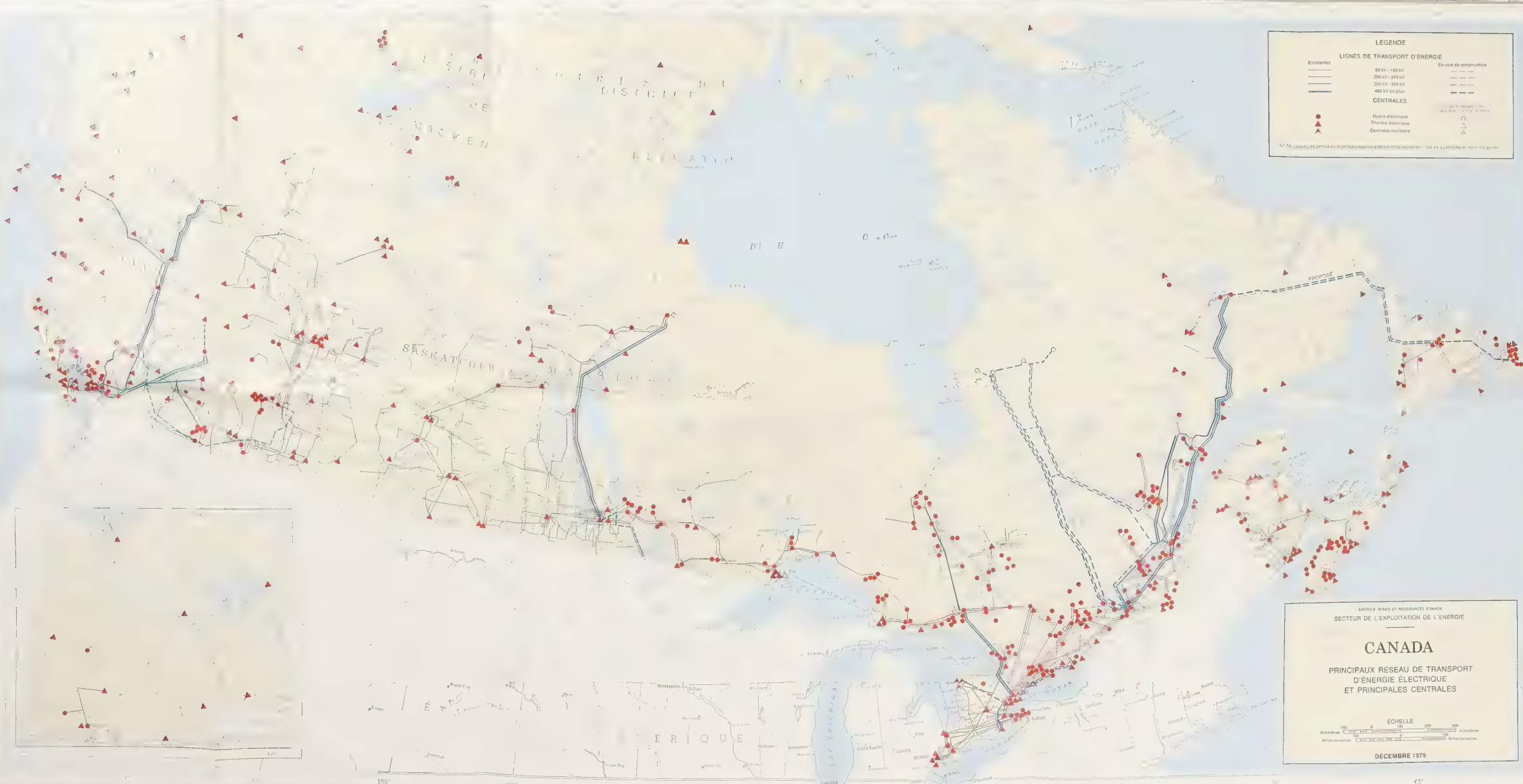
Organisation de coopération et de développement économiques, Division de l'énergie, "L'industrie de l'électricité"

présente une revue générale chaque année de l'industrie de l'électricité dans les pays de l'O.C.D.E. au cours des deux dernières années et une perspective des cinq prochaines années.

Organisation de coopération et de développement économiques, Division de la statistique économique et des comptes nationaux, "Statistique de l'énergie"

présente annuellement un ensemble de statistiques fondamentales sur la production, le commerce, la consommation, etc., de chaque source d'énergie selon une séquence normalisée de façon à présenter une forme unifiée et comparable.

Il est en outre possible d'obtenir des renseignements plus détaillés sur des pays étrangers en s'adressant aux services d'électricité, aux organisations et aux organismes gouvernementaux de chaque pays.



LÉGENDE

LIGNES DE TRANSPORT D'ÉNERGIE

Existantes	66 kV - 138 kV	En voie de construction
---	200 kV - 275 kV	---
---	300 kV - 345 kV	---
---	400 kV ou plus	---

CENTRALES

●	Hydro-électrique	○	En voie de construction
▲	Thermo-électrique	△	
▲	Centrales nucléaires	△	

N.B. Taille des centrales en fonction de leur capacité de production en MW. 1 MW = 1 000 kW.

AGENCE DES MINES ET DES RESSOURCES CANADA
SECTEUR DE L'EXPLOITATION DE L'ÉNERGIE

CANADA

PRINCIPAUX RÉSEAU DE TRANSPORT
D'ÉNERGIE ÉLECTRIQUE
ET PRINCIPALES CENTRALES

ÉCHELLE

Kilomètres 0 100 200 300
Miles 0 100 200 300

DÉCEMBRE 1979



LEGEND

TRANSMISSION LINES

Existing	66 KV - 199 KV	Under Construction
---	200 KV - 299 KV	---
---	300 KV - 399 KV	---
---	400 KV and over	---

GENERATING STATIONS

●	Hydro-electric	○ (including extension to existing plant capacity)
▲	Thermal-electric	△
▲	Nuclear Generating Stations	△

NOTE: Only stations with total installed generating capacities of not less than 1,500 KW are shown.

ENERGY MINES AND RESOURCES CANADA
ENERGY DEVELOPMENT SECTOR

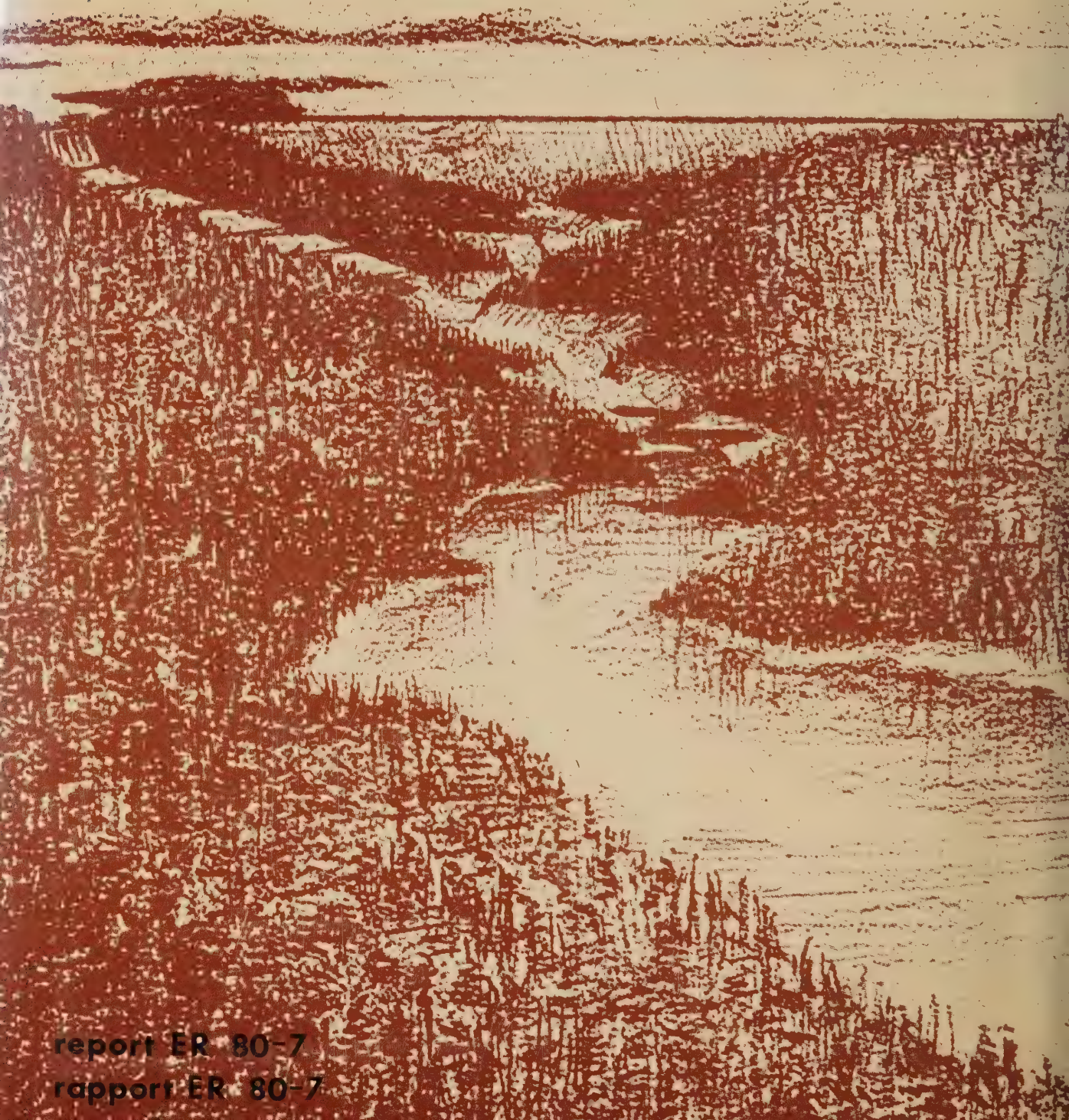
CANADA

MAIN ELECTRIC TRANSMISSION SYSTEMS
AND
PRINCIPAL POWER GENERATING STATIONS

SCALE

Kilometres 0 100 200 300
Statute Miles 0 100

DECEMBER 1979



ELECTRIC POWER IN CANADA 1980

CAI
MT51
- S22

Cover: Ontario Hydro's Adam Beck Plant

Photographs provided through the courtesy of:

British Columbia Hydro

Great Lakes Power Ltd.

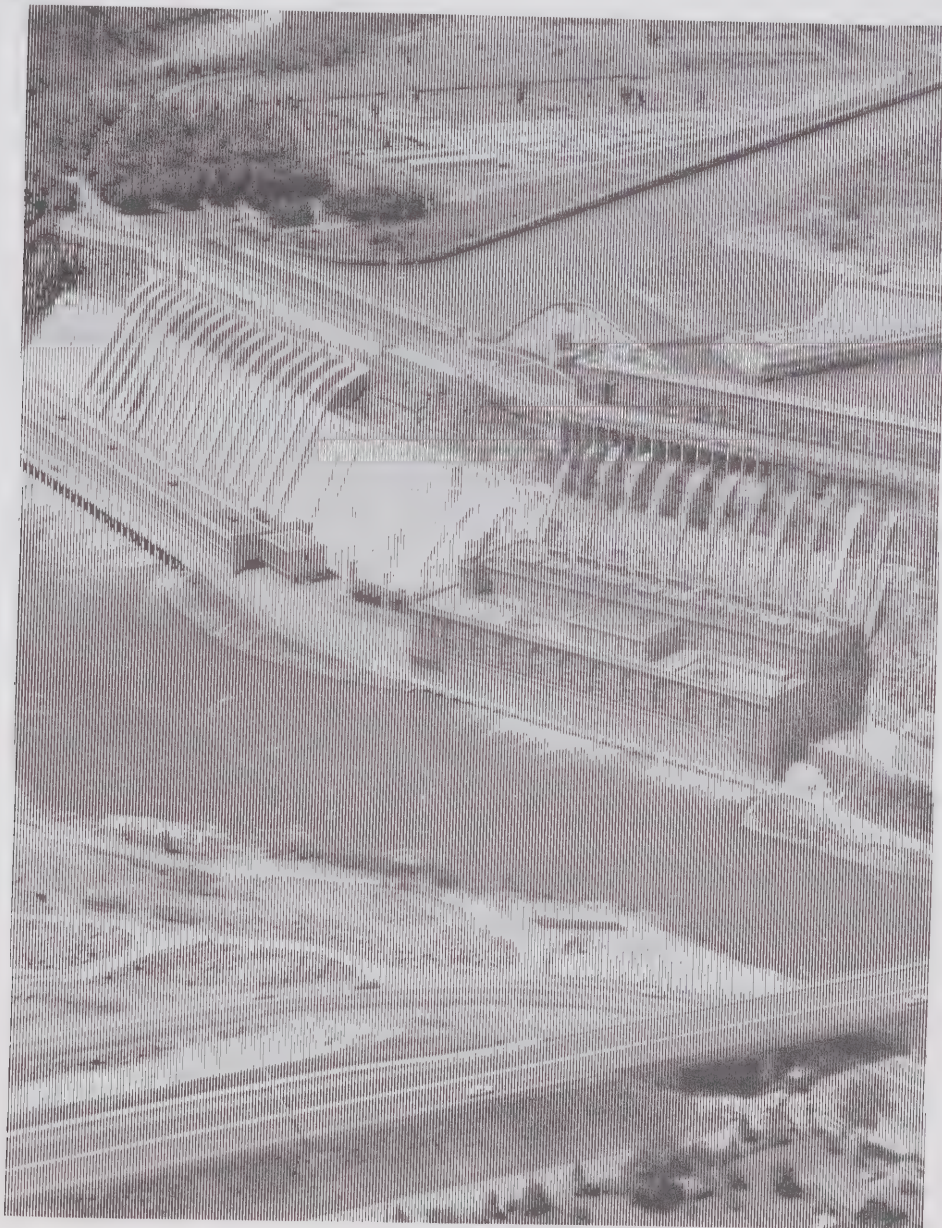
Hydro-Québec

New Brunswick Electric Power Commission

Nova Scotia Power Corporation

Ontario Hydro

✓₃ ELECTRIC POWER IN CANADA 1980



✓₃ Electrical Branch
Energy Policy Sector
Department of Energy, Mines and Resources

Published under the authority of the
Honourable Marc Lalonde, Minister
of Energy, Mines and Resources,
Government of ✓₁ Canada

Electric Power in Canada 1980
Cat No. M23-14/81-6E
ISBN 0-662-11647-X

©Minister of Supply and Services Canada 1981

CONTENTS

5	Definitions and Abbreviations
6	Developments in 1980 Federal Policy Developments Provincial Policy Developments and Issues Consumption, Production and Capacity
12	Fuel Use
13	Forecast Electricity Demand, Production and Capacity
16	Exports and Imports
18	Industry Structure
19	Capital Investment
20	Financing
21	Costing and Pricing
25	Alternate Energy Sources
27	Research and Development
30	Environmental Issues Acid Rain Nuclear Waste Management
34	Selected Bibliography
35	Appendix

TABLES

PAGE

1. Provincial Electricity Supply and Demand	8	17. Average Mid-Year Interest on Public Utility New Long-Term Debt
2. Major Additions in 1980	8	18. Average Revenue from Electricity Sales by Province
3. Fuel Use by Utilities, 1979	12	19. Monthly Electricity Costs for Selected Canadian Cities, January 1980
4. Historical and Forecast Annual Growth Rates for Real GNP, Population and Primary Energy	13	20. Current Emissions of SO ₂ in Canada and the United States
5. Forecasts of Generating Capacity and Production	15	21. Current Emissions of NO _x in Canada and the United States
6. International Electricity Trade	16	A1. Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1980
7. Major Interconnections Between Canada and the United States	16	A2. Installed and Proposed Generating Capacity, 1980
8. Planned Interconnections to the United States	17	A3. Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type, Preliminary Figures as of Dec. 31, 1980
9. Existing Provincial Interconnections	17	A4. Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures, 1980
10. Proposed Provincial Interconnections	17	A5. Provincial Electricity Imports and Exports
11. Percentage Production by Utilities and Industrial Establishments, 1970-1980	19	A6. Generation Capacity by Type
12. Electrical Utility Capital Investment	19	A7. Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station, Major 1980 Additions and Projected, 1981-1991
13. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service	19	
14. Forecast of Electric Utilities Capital Expenditures	20	
15. Historical Electric Utility Investment	20	
16. Electrical Utility Financial Structure	21	

FIGURES

1. Sectoral Percentage of Total Electricity Demand in Canada	9	6. Electrical Energy Forecast
2. Capacity and Production by Region and Energy Source	10	7. Electrical Energy, Net Transfers and Exports, 1980
3. Installed Capacity and Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, 1980	11	8. Price Index Trends in Electric Utility Construction, 1965-1980
4. Historical Installed Capacity, 1915-1980	10	9. Unit Cost of Fossil Fuel for Electricity Production, 1960-1979
5. Historical Relationship Between Per Capita Electricity Demand and Per Capita Real Gross National Product	13	10. Price Indices, 1949-1980

DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS

Capacity:	The rated ability of facilities to produce or deliver power at a given point in time, for example, installed generating capacity means the maximum amount of power that can be generated at a given point in time.		
Power:	The time rate at which electrical energy is made available, typically measured in kilowatts.		
Production:	Generation of electrical energy, typically measured in kilowatt-hours.		
Consumption:	Use of electrical energy, typically measured in kilowatt-hours.		
Power:	kW — kilowatts		
	MW — megawatts	=	1 000 kW
	GW — gigawatts	=	1 000 000 kW
	TW — terawatts	=	1 000 000 000 kW
Energy:	kWh — kilowatt-hours		
	MWh — megawatt-hours	=	1 000 kWh
	GWh — gigawatt-hours	=	1 000 000 kWh
	TWh — terawatt-hours	=	1 000 000 000 kWh
Voltage:	kV — kilovolt		

DEVELOPMENTS IN 1980

The concern for energy security in Canada, particularly as it relates to oil availability, continued to be a focus for policy makers at federal and provincial levels of government in 1980. The following is an overview of major policy decisions that have an impact on electrical system planning and resource development.

Federal Policy Developments

In October 1980, the federal government announced the implementation of a National Energy Program, which was devised to secure Canada's energy future. One of the major thrusts of the National Energy Program is to encourage substitution of oil with more plentiful and less expensive resources in order to reduce oil use in each of the industrial, commercial and residential sectors to 10% of the total energy used in these sectors.

In relating the achievement of this objective to electrical energy, a number of incentive programs have been developed. On a national level, the federal government will seek agreement with the provinces to implement a basic program providing taxable grants to subsidize conversion from heating oil to natural gas, electricity or other sources. This program will be offered to a limited extent in the Atlantic Provinces; electricity will be an acceptable substitute in New Brunswick and certain communities in Labrador. Its use will be extended to other communities in the Atlantic region when the use of oil for electricity production is substantially reduced. The availability of the program for electricity as an oil substitute in other provinces will be conditional on provincial preferences. For example in British Columbia the program will not be offered in regions served by gas.

To accelerate the decline in oil use for electricity production, a program has been established to assist the four Atlantic Provinces in developing their energy options away from dependence on imported oil. Included in this program are:

- A Utility Off-oil Fund, with funding over the initial 4 years of \$175 million to finance, on a grant basis, up to 75% of the cost of environmentally acceptable

conversions of oil-fired electricity generating plants to coal;

- Provision for an equity contribution of up to \$200 million in support of hydro development on the lower Churchill River in Labrador;
- Provision of adequate funds to permit assessment of the technical and economic feasibility of the Donkin coal mine in Nova Scotia, part of the output of which would be used for electricity generating plants in Nova Scotia; and
- Provision of up to \$150 million by 1985 to support the development and commercialization of new coal-utilization technology; it is envisaged that the bulk of the funding will go to demonstrating fluidized-bed combustion in a commercial-scale generating station in Cape Breton and other promising technologies, to be used to displace oil-fired capacity.

In addition to the above new programs, the federal government will continue to finance interprovincial electrical connections through loans covering up to 50% of capital investment, where this assistance is required.

It is anticipated that the electricity share of primary energy supply will increase from 37% in 1980 to 44% in 1990.

Provincial Policy Developments and Issues

Maritime Energy Corporation

In spite of extensive negotiation between federal and provincial governments, establishment of a Maritime Energy Corporation was not possible. As a partial substitute for this regional organization, the Maritime premiers decided to establish an advisory committee of senior utility officials, together with observers from the federal and provincial governments, to provide technical and operational co-ordination among the utilities. In exercising its mandate, the committee will co-ordinate development of annual load growth forecasts, short- and long-range utility expansion plans, electrical research, development and conservation programs, and provide a regional focus for operations involving neighbouring utility systems.

Churchill Falls Water Rights Reversion Act

In late 1980, the Government of Newfoundland introduced legislation for reversion of the water rights with respect to the Churchill Falls power complex, owned by Churchill Falls (Labrador) Corporation (CFLCO). CFLCO is 66% owned by Newfoundland and Labrador Hydro and 34% owned by Hydro-Québec. The new legislation will not be promulgated until the proposed action is declared legal by the Newfoundland Supreme Court and the Supreme Court of Canada, a process expected by the province to take about 5 years. Newfoundland claims that the water lease for the project provides for Newfoundland to be given priority to the plant output. The province claims that it took this action only after it was unable to obtain agreement with Hydro-Québec on withdrawal of amounts of power beyond the 300 MW (megawatts) specified in the power contract, in spite of the provisions of the water lease. In the power contract running until 2041, Hydro-Québec purchases all except 525 MW of the 5225 MW output of the Churchill Falls plant. In addition to the 300 MW of the output of the Churchill Falls plant recallable by Newfoundland, 225 MW is allocated to a company in Labrador.

Transmission Corridor for Labrador Power

Running parallel to the Churchill Falls issue is a second issue related to access of Labrador power to markets external to Québec. The Government of Newfoundland is seeking to obtain a power corridor through Québec so that excess electricity from power projects in Labrador can be sold in Maritime and U.S. markets.

The Newfoundland government contra the electricity transmission dispute with Québec the free interprovincial passage of oil and gas and is calling for the federal government to provide the transmission line corridor under its constitutional powers.

Hydro-Québec officials have made public statements indicating that they are prepared to negotiate with Newfoundland on all outstanding electrical issues.

Provincial Jurisdictional — Rights of Power Transmission

The Supreme Court of Canada ruled recently, in a jurisdictional dispute concerning the Alberta Energy Resources Conservation Board's decision to allow Calgary Power the right to build a 500 kV (kilovolt) line to interconnect with the British Columbia (B.C.) Hydro transmission system, that a province has the constitutional right to authorize construction of power lines to be connected with those of adjacent provinces. When the connection is made, power transmission may be subject to federal jurisdiction. Transmission lines for international electricity export have been, and continue to be, subject to federal jurisdiction under the *National Energy Board Act*.

Western Power Grid

In response to the Manitoba government's initiative for a western Canada electric power grid, the three prairie provinces decided, in 1980, to proceed with a final feasibility study of the proposal. The study will determine the costs and benefits to the three provinces of transmitting Manitoba hydro power into Alberta and/or Saskatchewan

through a reinforced transmission system. In the initial stages, Alberta would be the main consumer (1000 MW). The grid would provide Manitoba with the necessary export markets to proceed with the development of its northern hydro potential and thereby develop a western renewable power base as insurance against future shortages of fossil fuels. Preliminary indications suggest that the proposal is economically and technically feasible. A final decision on the project is expected in 1981.

Final Report of the Porter Commission

The Royal Commission on Electric Power Planning in Ontario was empowered in 1975 to examine the long-range planning concepts of Ontario Hydro for the period 1983-1993 and beyond, and matters related thereto. It presented its final report in February, 1980. Major recommendations of the Commission include:

- Ontario Hydro should use a range of 2.5 to 4.0% for annual growth of peak capacity requirements to 2000.
- Ontario's nuclear expansion requirements alone will not be

sufficient to maintain CANDU as a viable option for the future; it estimated the requirement, until 2000, in Ontario for no more than one 3400 MW four-reactor plant after Darlington.

- Ontario Hydro should re-examine the advantages of high voltage direct current (HVDC) for the proposed provincial east-west interconnection.
- The studies aimed at strengthening the electricity interchange capability with Québec should be expedited; they should be extended to ensure close collaboration between Ontario and Québec in future system planning for the benefit of both provinces.
- Efficiency goals should be established for all energy sectors.
- Municipal utility commissions and Ontario Hydro should be encouraged to pursue activities to promote energy utilization and conservation in order to optimize the use of electricity.

Consumption, Production and Capacity

This section provides an overview of electricity consumption, production and installed capacity in Canada in 1980. The section entitled "Forecast Electricity Demand, Production and Capacity" provides forecasts of these aspects of the industry for Canada; appendix tables provide quantitative information on these topics by provinces.

Consumption

Total electricity consumption for 1980 was 339 443 GWh (gigawatt-hours), an increase of 5.2% over 1979. This increase was significantly greater than the 2.9% recorded in 1979 and considerably above the annual average growth rate of 4.5% since 1973. It was achieved in spite of the fact that real



The LG3 project in the La Grande I complex of Québec's James Bay hydroelectric development, located at a point where an island divides the river into two branches. The spillway, capable of diverting a flow equal to the average flow of the St. Lawrence River, is located in the left foreground; the power house is being erected in the right background.

Table 1. Provincial Electricity Supply and Demand

Province	Year	Generation	Net exports	Total provincial demand	1979-1980 demand growth	Percentage of total demand			Losses and unaccounted
						Residential and farm	Commercial	Industrial	
			(GWh)						
Newfoundland	1980	46 258	37 829	8 429	2.5	19	14	52	15
	1970	4 854	84	4 770		11	9	74	6
Prince Edward Island	1980	127	-388	515	0.4	45	43	-	12
	1970	250	-	250		42	27	21	10
Nova Scotia	1980	6 863	54	6 809	4.5	27	24	40	9
	1970	3 511	-195	3 706		27	25	37	1
New Brunswick	1980	9 283	475	8 808	7.7	26	24	39	1
	1970	5 142	921	4 221		19	13	60	8
Québec	1980	97 807	-20 344	118 151	9.6	25	20	42	13
	1970	75 877	6 147	69 730		18	20	54	8
Ontario	1980	110 125	3 808	106 317	1.9	21	31	29	19
	1970	63 856	-5 632	69 488		25	25	41	9
Manitoba	1980	19 462	5 513	13 949	-2.1	30	31	23	16
	1970	8 449	-318	8 767		27	15	48	10
Saskatchewan	1980	9 188	-624	9 812	2.3	30	27	29	14
	1970	6 011	775	5 236		31	9	48	1
Alberta	1980	23 391	278	23 113	8.4	22	43	25	1
	1970	10 035	155	9 880		23	19	46	1
British Columbia	1980	43 334	632	42 702	3.5	21	23	45	1
	1970	26 209	448	25 761		18	14	60	
Yukon	1980	384	-	384	8.8	24	26	40	1
	1970	224	-	224		13	13	66	
Northwest Territories	1980	455	-	455	17.3	17	18	40	2
	1970	304	-	304		12	19	60	
CANADA	1980	366 677	27 234	339 443	5.2	24	26	36	1
	1970	204 723	-1 386	203 337		21	22	48	

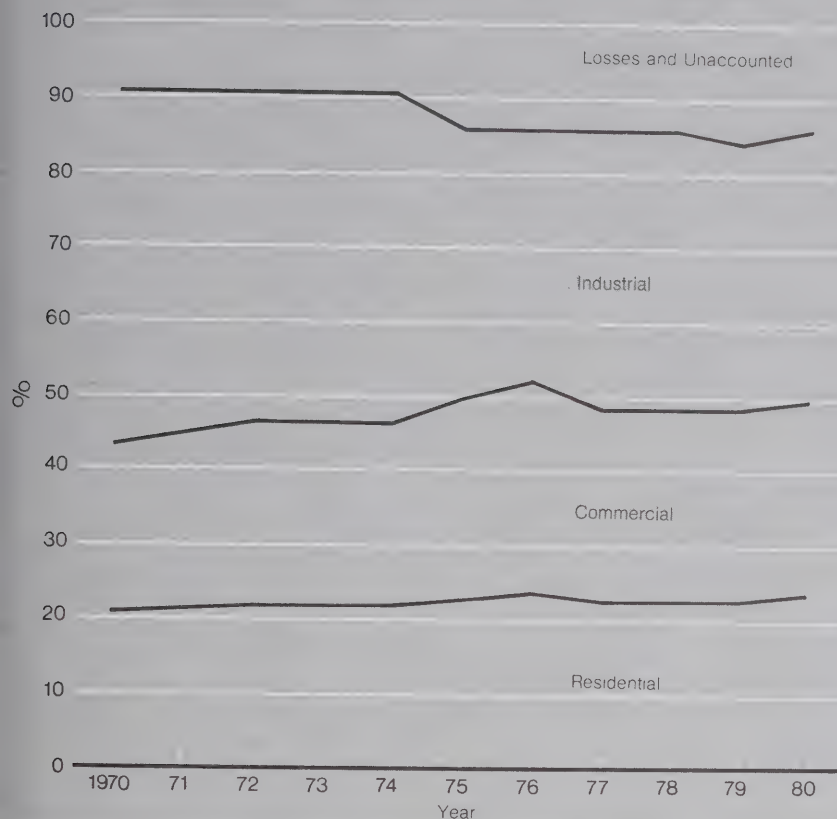
Table 2. Major Additions in 1980

Province	Project name*	Plant type	Number of units	Capacity (MW)
Newfoundland	Hind's Lake	Hydro	1	75
Nova Scotia	Lingan	Steam (coal)	1	150
New Brunswick	Mactaquac	Hydro	1	100
Québec	LG-2	Hydro	7	233
Saskatchewan	Poplar River	Steam (coal)	1	300
Alberta	Sundance* (TransAlta Utilities Corp.)	Steam (coal)	1	375
British Columbia	Gordon M. Shrum	Hydro	1	300
	Seven Mile	Hydro	2	400
	Peace Canyon	Hydro	4	700
TOTAL				473

*Provincially owned utilities, except where indicated.

Figure 1

Sectoral Percentage of Total Electricity Demand in Canada



economic growth as measured by gross national product, a major determinant of electricity demand, increased by only about 0.1%. The major causes for the increase this year appeared to be weather related (a hot summer and cool fall) as well as increased industrial activity in New Brunswick and Québec following industrial disputes in 1979.

Figure 1 indicates the percentage of electricity demand that goes to each of the residential, commercial and industrial sectors. Table 1 lists the amount of electricity consumed by each province, the percentage increase in 1980 over 1979 and the proportion of electricity consumed, which goes to each market sector.

Production

Total electricity production in 1980 was 366 677 GWh, an increase of 4.1% over 1979. This increase is related to an increase of 5.2% to meet domestic consumption and a 7.9% decrease in net exports to the United States. Figure 2 illustrates the energy source for this production.

Capacity

Preliminary information indicates that net additions to generating capacity during 1980 totalled 4742 MW, which raised the total installed generating capacity by 6.2% to 81 638 MW. The capacity additions consisted of 3915 MW hydro and 827 MW conventional thermal. Major additions are indicated in Table 2. Figure 2 shows the capacity and production breakdown by energy source and by region. The type of installed capacity and electricity production by principal energy source for each province is depicted in Figure 3.

The historical installed capacity mix from 1915 to 1980 is described in Figure 4.



B.C. Hydro's Peace Canyon Project, opened in September, 1980. The project has an installed capacity of 700 MW; it re-uses the water which has already generated electricity at the Gordon M. Shrum generating station 23 km upstream.

Figure 2

Capacity and Production by Region and Energy Source

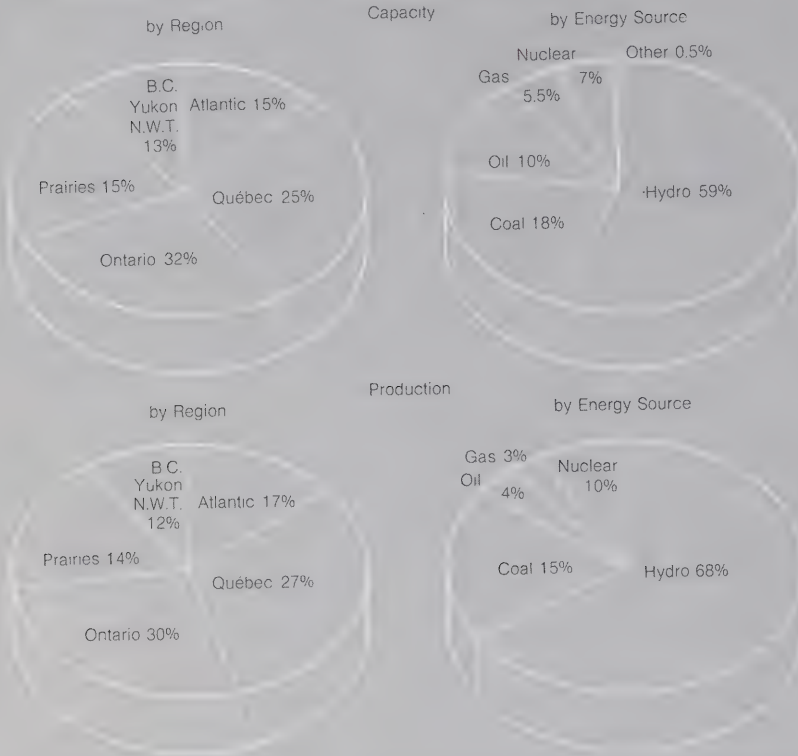
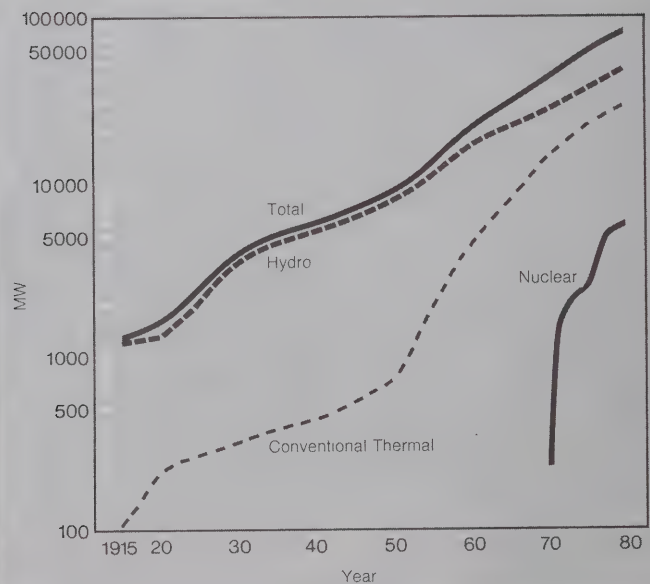


Figure 4

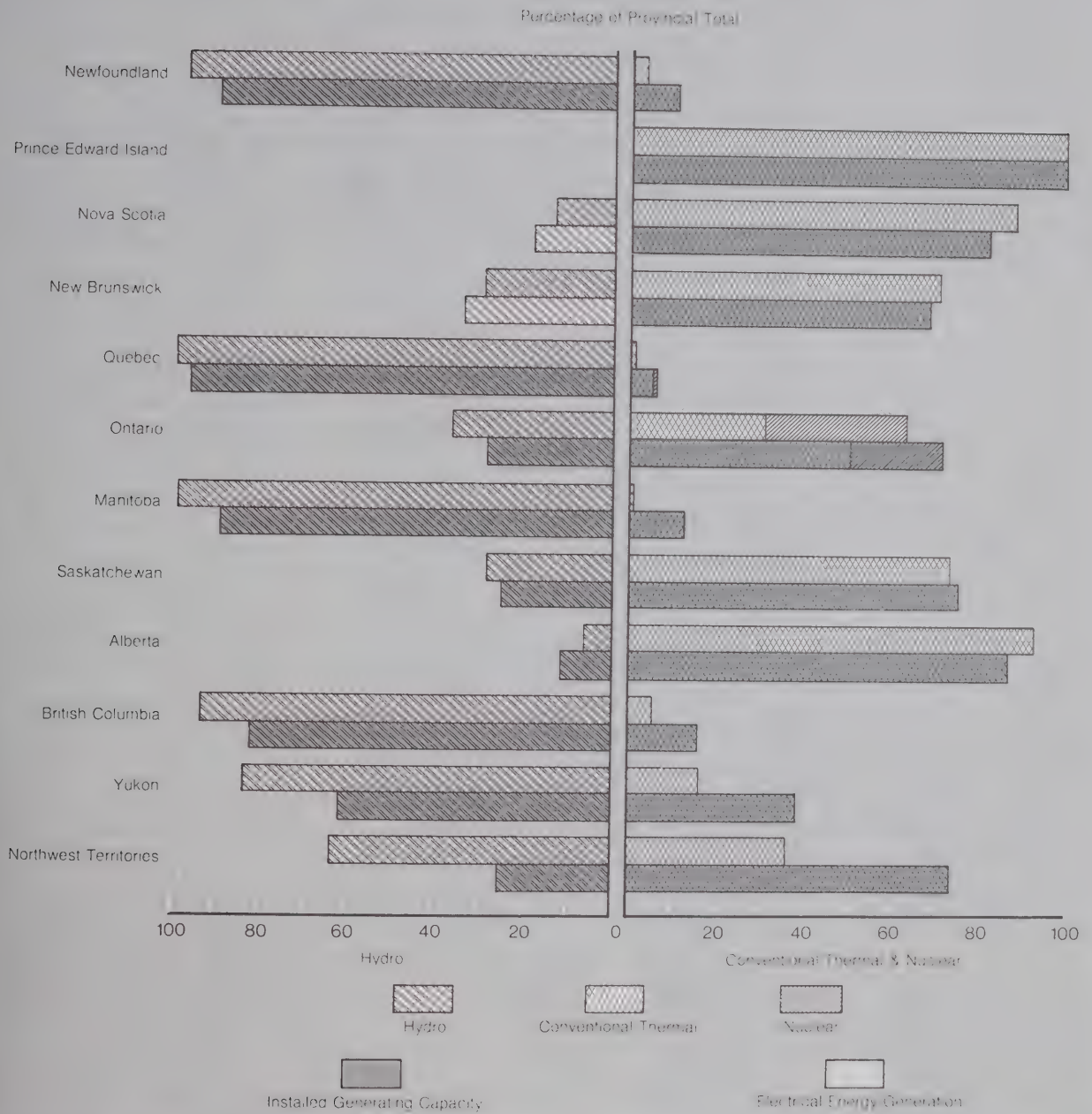
Historical Installed Capacity, 1915-1980



Shows comparative contributions to total by hydro, conventional thermal, and nuclear capacity

Figure 3

Installed Capacity and Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, 1980



FUEL USE

Table 3 provides an overview of the type and quantity of fuel use by utilities for each province in 1979. This indicates that Ontario is by far the largest user of fuels for electricity production, accounting for about twice the amount of Alberta, the second largest user.

Ontario imports about 80% of its coal requirements from the United States; the remainder of its coal use is from western Canada. The coal used by Manitoba is imported from other western provinces. Nova Scotia and New Brunswick use their own coal resources.

Oil used by the Atlantic region and Québec is imported from outside Canada. The natural gas and uranium used are from domestic sources; the natural gas from western Canada and uranium from Ontario and Saskatchewan.

Table 5 in the section entitled "Forecast Electricity Demand, Generation and Capacity" indicates the forecast source of electricity generation over the next 20 years. It is expected that hydro, coal and nuclear will be the source for most generation. The amount of oil used is expected to decline by about 50% over this period, while the amount of gas used is expected to remain about the same as it is at present. It is expected that coal, nuclear and hydro generation will substitute for much of the present oil-fired generation in the Atlantic region during the next 20 years. Most of the remaining oil-fired generation will take place in Ontario and Québec, for peaking purposes.

Table 3. Fuel Use by Utilities, 1979

Province	Coal	Oil	Gas	Energy content	Percentage of total
	(10 ³ tonnes)	(10 ³ kL)	(10 ⁶ m ³)	(10 ³ TJ)	(%)
Newfoundland	-	385	-	16	2.0
Prince Edward Island	-	63	-	3	0.4
Nova Scotia	526	847	-	50	6.4
New Brunswick	198	1 277	-	59	7.5
Québec	-	78	-	3	0.4
Ontario	9 749	274	455	320	40.3
Manitoba	71	18	-	2	0.3
Saskatchewan	4 957	3	188	84	10.6
Alberta	9 367	3	1 299	236	30.0
British Columbia	-	28	139	6	0.8
Yukon and Northwest Territories	-	14	-	3	0.4
CANADA	24 868	3 043	2 082	782	100.0

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202.

Province	Coal	Oil	Gas	Uranium	Total	Percentage of total
			(10 ³ TJ)			(%)
Newfoundland	-	16	-	-	16	1.1
Prince Edward Island	-	3	-	-	3	0.3
Nova Scotia	15	35	-	-	50	4.4
New Brunswick	6	53	-	-	59	4.4
Québec	-	3	-	-	3	0.3
Ontario	292	11	17	411	731	61.1
Manitoba	1	1	-	-	2	0.2
Saskatchewan	77	-	7	-	84	7.1
Alberta	188	-	48	-	236	19.9
British Columbia	-	1	5	-	6	0.5
Yukon and Northwest Territories	-	3	-	-	3	0.3
CANADA	579	126	77	411	1 193	100.0

SOURCE: Statistics Canada.

FORECAST ELECTRICITY DEMAND, PRODUCTION AND CAPACITY

This section provides an overview of the forecast electricity demand, source of production and installed generating capacity for Canada. More detailed quantitative information is found in Tables A6 and A7.

Forecast Demand

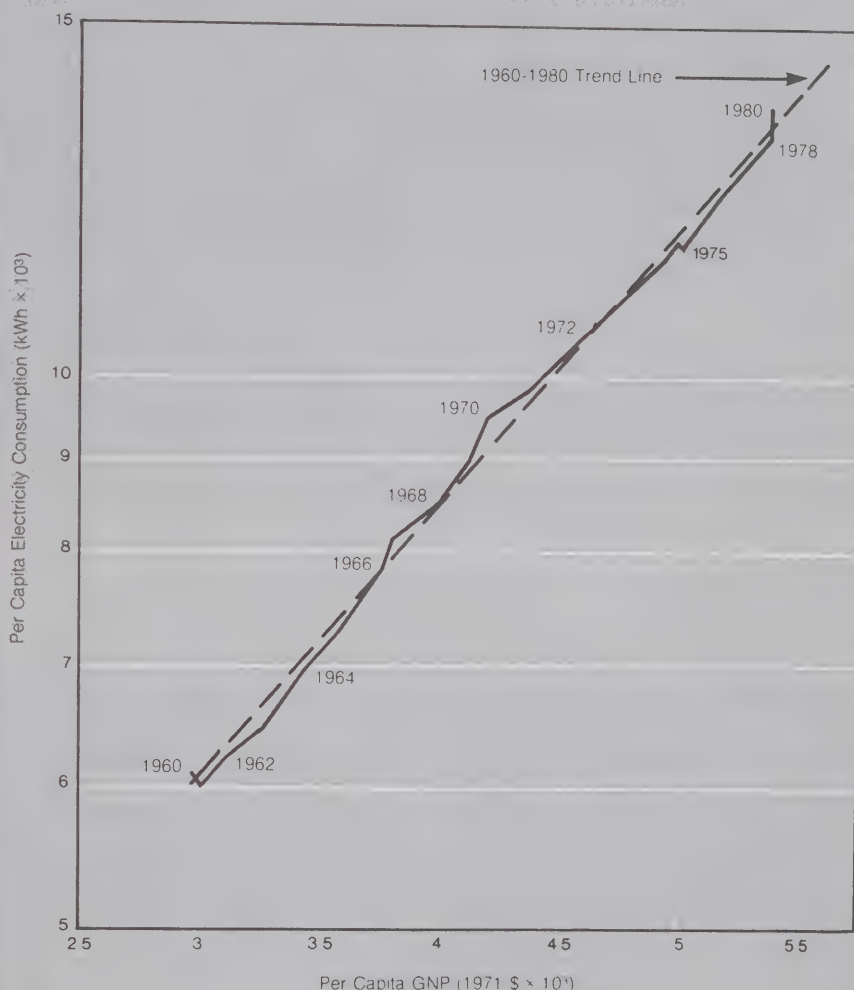
Increased demand for electricity is basically a function of growth of population, economic activity and the price of electricity relative to prices of competing fuels such as oil and gas. Figure 5 relates population and real gross national product (GNP) to electricity demand; it illustrates the very high correlation of these factors. The annual rate of growth in electricity demand was very stable, at about 6 to 7%, for the 25 years up to 1973, during which period the rate of growth of real GNP was about 5%, with population growth at about 2%. The rapid increase in energy prices, and the relatively low growth of economic activity in Canada, has tended to reduce the annual rate of increase in energy consumption. Since 1973, when there was a quadrupling of world oil prices, the annual growth rate of electricity demand has fluctuated considerably, but the compound annual growth rate has been about 4.5%. During this period the rate of economic growth has been 2.6% (below its potential growth of about 5%). Although it is difficult to specify the role played by the various factors, the reduced rate of electricity demand is undoubtedly caused by a combination of the relatively low rate of economic growth, much higher electricity prices and conservation measures.

The unsettled economic conditions, both in Canada and elsewhere, during the recent years of rapidly rising energy prices makes it very difficult to forecast electricity demand with any high degree of confidence. However, from the preceding discussion, it can be stated with some certainty that growth of electricity demand will be lower during the period from 1980 to 2000 than it was during 1960 to 1980. A comparison of the annual growth rate of population, economic activity and total energy demand for the 1960-1980 period with those forecast for 1980-2000 are shown in Table 4.

Utility forecasts (as of January 1981) of average annual percentage electricity demand growth on their systems are:

Figure 5

Historical Relationship Between Per Capita Electricity Demand and Per Capita Real Gross National Product



1980-1990 1980-2000
(%)

	1980-1990	1980-2000
Newfoundland	6.9	5.6
Prince Edward Island	2.5	2.5
Nova Scotia	3.5	3.3
New Brunswick	3.6	3.6
Québec	6.3	6.0
Ontario	4.0	3.4
Manitoba	4.2	3.5
Saskatchewan	5.7	4.4
Alberta	7.5	6.3
British Columbia	6.3	5.2

Table 4. Historical and Forecast Annual Growth Rates for Real GNP, Population and Primary Energy

	1960-1980	1980-2000
	(%)	
Real GNP	4.5	2.9
Population	1.46	0.8
Primary energy	4.5	1.8

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources, Energy Demand Forecasting Model.

Figure 6 illustrates the National Energy Board (NEB) forecasts of high, low and median (most probable) electricity demand for Canada. Included on the graph for comparison is the electricity demand forecast taken from Statistics Canada Publication 57-204, based on forecasts provided by the major utilities. It may be noted that the utility forecast of electricity demand is somewhat higher than the NEB most probable forecast. This is a normal situation, since the utilities must provide facilities to meet expected demand, and the cost of under capacity through curtailed economic activity is greater than that of over capacity.

Recent government initiatives are expected to increase electricity demand. The National Energy Program introduced by the federal government in October

1980, included financial incentives to switch from use of oil to non-oil sources of energy. The primary substitution is expected to be with gas and electricity. This program was reinforced in Ontario in the spring of 1981 when the Ontario government introduced a program to encourage the use of electricity as a substitute for other energy forms.

The future relative price of gas/oil and electricity is also expected to result in increasing the demand for electricity. The energy demand forecasting model of the Department of Energy, Mines and Resources is based on gas/oil prices increasing at an annual rate of about 5% above the rate of inflation during the next 10 years, while the annual real rate of increase of the electricity price is about 1.5%

Forecast Production and Capacity

The present and forecast future sources of generating capacity and production are shown in Table 5. This indicates that oil and gas use for electricity generation at present only a small portion of the total, will decline in absolute terms over the next decade, then increase slightly towards the end of the century to the present position. As a percentage of the total generation, oil and gas will be used as the source of only 3% in 2000 compared to 6% in 1980. Coal, uranium and hydro will be the major sources of electricity generation. Gas and oil will be used mainly for peaking purposes.

Forecast capacity expansion by province is provided in Table A6.

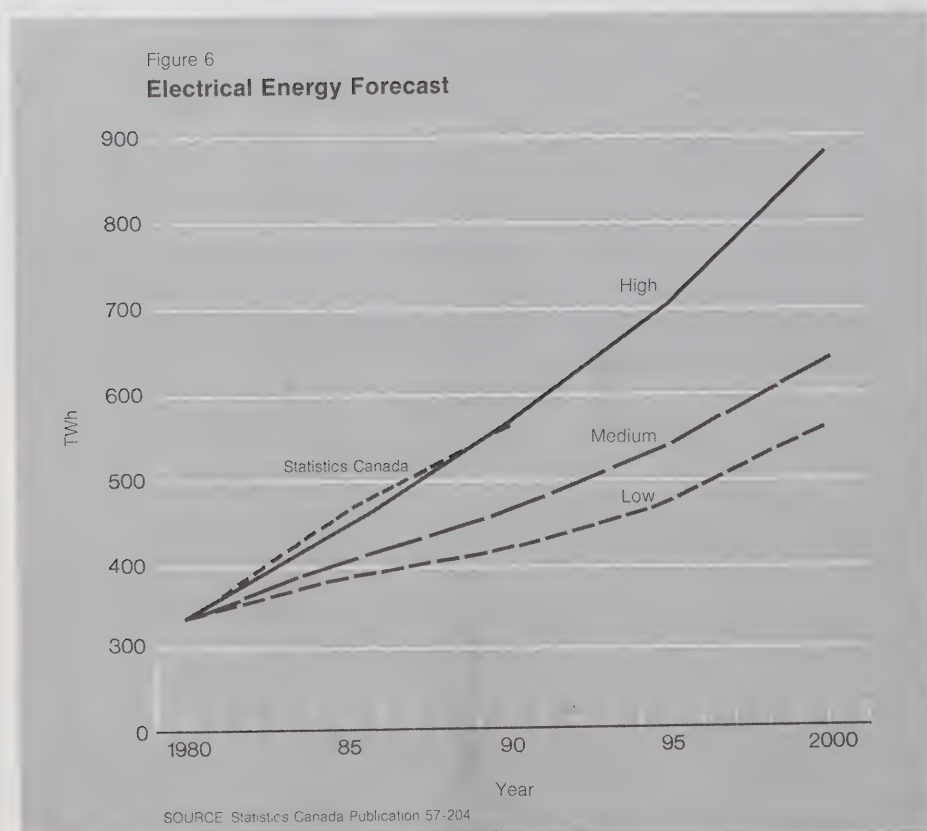
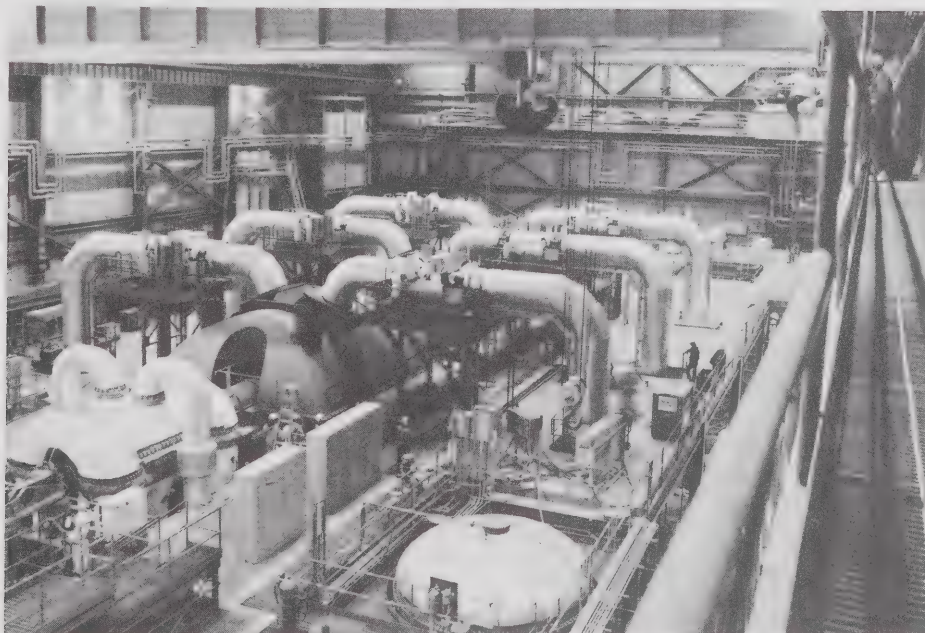


Table 5. Forecasts of Generating Capacity and Production*

Installed capacity							
Year	Conventional thermal				Nuclear	Hydro	Total
	Oil	Gas	Coal	Total			
	(GW)						
1980†	8.3	4.5	14.7	27.5	5.9	47.9	81.6
1985	8.5	5.5	18.3	32.3	10.1	58.2	100.6
1990	10.4	5.1	23.6	39.0	14.2	66.3	119.5
1995	13.2	5.3	26.8	45.3	17.5	81.1	143.9
2000	15.8	5.2	31.4	52.4	21.7	93.4	167.5
Production*							
Year	Conventional thermal				Nuclear	Hydro	Total
	Oil	Gas	Coal	Total			
	(TWh)						
1980†	12	11	42	65	36	238	339
1985	8	10	72	90	64	291	445
1990	5	10	97	112	92	348	552
1995	6	12	118	136	120	428	684
2000	8	13	149	170	149	488	807

* To satisfy electricity demand in Canada. Does not include exports to United States.
† Actual.

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources, based on forecasts provided by utilities and the National Energy Board.



turbine-generator hall of New Brunswick Power's Point Lepreau nuclear plant.

EXPORTS AND IMPORTS

International

Canada's net exports of electricity to the United States decreased by about 8% during 1980, to a total of 27 234 GWh, resulting from exports of 30 174 GWh and imports of 2940 GWh. The net exports represent 7% of net Canadian electricity generation (9% in 1979).

Québec was the only province to register increased net exports during 1980, and then only 6%. New Brunswick's net exports were about the same as for last year, while Ontario's declined by 6%, Manitoba's declined by 18% and British Columbia's declined by 58%. The decline in Ontario resulted mainly from lower economic activity in the United States; the declines in Manitoba and British Columbia resulted from poor water conditions in the provinces.

Electricity trade with the United States over the past 5 years, exports by source of generation, and the associated revenue and costs are shown in Table 6.

Both the amount of energy exported to the United States and the revenue received have increased substantially over this period. The major reasons for increased exports are: periods of inadequate supply in the United States, and displacement in the United States of high cost electricity generated from fossil fuels by imports of relatively low cost electricity. Canadian exports of electricity have been generated predominately from hydro and coal, with some from oil and nuclear.

There are about 30 Canada-U.S. interconnections of 69 kV or over, with a power transfer capacity of about 10 000 MW. Increased interconnection capacity in 1980 consisted of a 500 kV - 1000 MW capacity tie between Manitoba and Minnesota (Table 7).

Planned or proposed additional or upgraded interconnections between Canada and the United States are indicated in Table 8. In addition, Hydro-Québec expects to have a high voltage direct current convertor station in service at Chateauguay by 1984. This will permit the utility greater flexibility in transmission interconnection. For example, importing 500 MW during peak periods will reduce the proposed gas turbine peaking units by a like amount.

Table 6. International Electricity Trade

	1976	1977	1978	1979	1980
	(GWh)				
Exports*	10 053	18 509	20 542	30 491	28 229
Imports*	471	1 060	185	24	168
Net exports	9 582	17 449	20 357	30 467	28 060
Generation source for exports†:					
Hydro	3 016	5 738	6 984	14 941	12 336
Imported coal	4 323	8 514	10 476	11 587	10 599
Imported oil	1 206	2 961	2 260	3 354	2 866
Canadian fossil fuels: (coal and oil)	302	555	411	128	599
Nuclear	-	-	-	177	300
Other‡	1 206	740	411	305	1 800
TOTAL	10 053	18 509	20 542	30 491	28 229
	(million \$)				
Revenue/cost†					
Exports	173.77	419.27	478.55	738.51	793.51
Imports	6.56	13.13	1.76	0.70	2.91
Net revenue	167.21	406.14	476.79	737.81	790.60

*Excludes no-value exchanges.

†Estimated from data for major utilities.

‡Includes purchases for export where the generation source is unknown.

SOURCE: National Energy Board.

Table 7. Major* Interconnections Between Canada and the United States

Province†	State	Voltage (kV)	Power transfer capability (MW)
New Brunswick	Maine	345	500
Québec	New York	765	2500
	New York	2 × 120	100
	Vermont	120	100
Ontario	New York	230	470
		230	400
		2 × 230	300
	Michigan	230	535
		230	515
		345	710
Manitoba	North Dakota	345	760
		230	150
		230	175
	Minnesota	500	1000
British Columbia	Washington	230	350
		230	300
		2 × 500	700

*100 MW capacity or over.

†Installed interconnections; simultaneous transfer capability can be considerably less.

Interprovincial

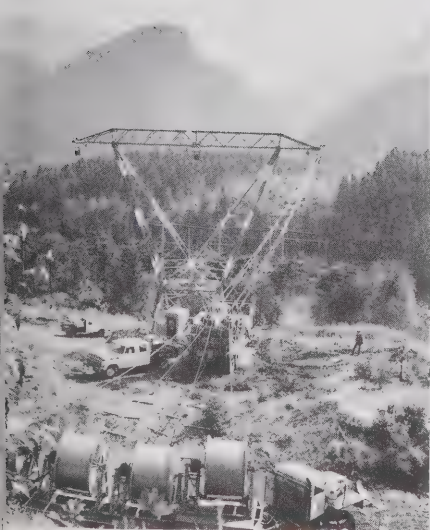
Information on the major existing and proposed interprovincial interconnections is provided in Table 9 and Table 10.

The Supreme Court of Canada confirmed the Province of Alberta's right to approve construction of the Alberta-British Columbia interconnection noted in Table 10. A major potential interconnection is the western grid being discussed by the three Prairie Provinces. Both of the above items were discussed in more detail in the section "Developments in 1980."

The Alberta-Saskatchewan interconnection proposed last year was turned down by the Alberta Energy Resources Conservation Board during 1980, on the grounds that the benefits of such a tie were not demonstrated.

In eastern Canada, New Brunswick and Québec continue to negotiate a strengthened interconnection between the two provinces.

Figure 7 illustrates the interprovincial and Canada-U.S. electrical energy flows for 1980; Table A5 provides more detailed information.



Men and equipment string a 500 kV transmission line for C. Hydro in mountainous country at Mission Mountain, British Columbia.

Table 8. Planned Interconnections to the United States

Province	State	Completion date	Voltage	Estimated power transfer capability
			(kV)	(MW)
Québec*	New England	1986	300 DC	600
Ontario†	New York	1984	2 x 345	2 x ± 150
Ontario*	Pennsylvania	1985	300 DC	1000
Manitoba*	Nebraska/Dakotas	1988	± 450 DC/500 AC	1000
Saskatchewan‡	North Dakota	1981	230	200

*Under serious review.

†Proposed.

‡Under construction.

Table 9. Existing Provincial Interconnections

Connection	Voltage	Capacity	
		Installed	Firm
	(kV)	(MW)	
British Columbia-Alberta	138	110	80
Saskatchewan-Manitoba	3 x 230	400	400
Manitoba-Ontario	2 x 230 115	260	260
Québec-Ontario	4 x 230 9 x 120	1300	1300
Québec-Newfoundland	3 x 735	5225	4300
Québec-New Brunswick	2 x ±230 (HVDC)	460	300
New Brunswick-Québec	2 x ±230 (HVDC)	320	160
New Brunswick-Nova Scotia	2 x 138 345	600	600
New Brunswick-Prince Edward Island	2 x 138	200	100

Table 10. Proposed Provincial Interconnections

Province	Connections	Year	Capacity	
			Installed	Firm
	(kV)		(MW)	
British Columbia-Alberta*	500 (AC)	1982	800	600
Québec-New Brunswick†	2 x 230 (HVDC)	1985	460	300

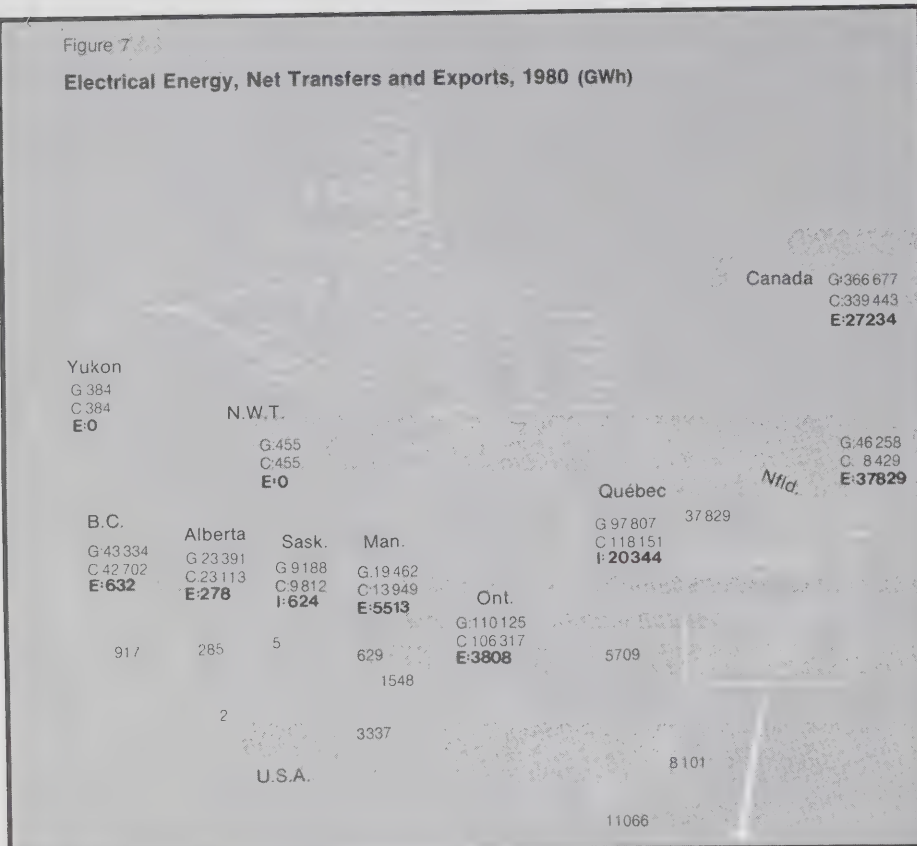
*Under construction.

†Under serious review.

INDUSTRY STRUCTURE

Figure 7

Electrical Energy, Net Transfers and Exports, 1980 (GWh)



G — Generation
C — Consumption
E — Exports
I — Imports

Québec

3676
G 127
C 515
I 388
N.B.
G 9283
C 8608
E 475
P.E.I.
N.S.
G 6863
C 6809
E 54
388
54
3816

Electrical energy in Canada is supplied by private and public utilities as well as by industrial establishments with generation facilities. Most industrial establishments generate energy only for their own use, but some sell energy to municipal distribution systems or utilities.

Industrial establishments that generate electricity supply only about 80% of their total requirements. Approximately 54% of these plants are in the forest products industry, 15% in mining and 11% in metal processing. About 80% of industrial establishments with generation facilities are in Québec, Ontario and British Columbia, reflecting the concentration of forest product companies, mining companies and aluminum smelting companies in these provinces. Nearly 90% of the electricity generated by industrial establishments is from hydro-electric sources.

Over time the amount of energy generated by utilities has been an increasing percentage of the total electrical energy generated in Canada, as shown in Table 11. For more detailed information on the amounts of electricity generated by utilities and industrial establishments by province see Table A1.

The trend in Canada is toward greater public ownership of electric utilities. Over the years, provincial governments have taken over investor-owned electric utilities, based primarily on the following considerations: lower electricity supply cost, resulting from such factors as efficiencies created by consolidation of the supply industry and lower financing cost as a result of the provincial guarantee of debt; a greater degree of control over electricity supply policy, which the provinces see as desirable since many of them use electricity supply and pricing as instruments of socio-economic development policy.

The major electric utilities in each province, in terms of generating capacity and assets, are provincially-owned except in Prince Edward Island and Alberta. One investor-owned utility supplies electricity in Prince Edward Island. In Alberta, two major investor-owned utilities supply about 80% of electricity with the municipally-owned ones supplying most of the remainder. central planning body (Electric Utility

CAPITAL INVESTMENT

Planning Council) consisting of representatives of the utilities is responsible for co-ordinating generation and transmission facilities for all utilities in Alberta. One investor-owned utility in Newfoundland distributes 36% of the electricity used in that province; it purchases about 85% of the electricity which it sells, mainly from Newfoundland Hydro.

Most of the electricity in all provinces is distributed to users by the major utilities. The exception is Ontario where a very large proportion is purchased from Ontario Hydro and distributed by some 30 municipal utilities. Investor-owned utilities supply a small amount of electricity in this province, some of which they generate and the rest they purchase from Ontario Hydro. The names of the electric utilities in each province can be found in the Statistics Canada publication 57-204, *Electric Power Statistics*, volume 1.

Table 11. Percentage Production by Utilities and Industrial Establishments, 1970-1980

Year	Utilities	Industrial establishments
	(%)	
1970	84	16
1975	87	13
1980	90	10

SOURCE: Statistics Canada Publication 57-202, 57-001.

Utility investment for new facilities was estimated at \$6447 million in 1980, an increase of 1.3% over 1979.

Approximately 60% was for generation, 21% for transmission, 9% for distribution and the remainder for other items.

The amount of electric utility investment relative to energy supply capital investment, total capital investment in the economy, and to Canada's GNP are shown in Table 12 for 5 year periods from 1966 to 1975, and for 1979 and 1980. These data illustrate the very capital intensive nature of electricity supply.

The original costs of utility fixed assets in service broken down by generation, transmission and distribution are shown in Table 13. For the Canadian total, the costs remain evenly divided between generation and the sub-total of transmission, distribution and other ("other" includes such things as office and storage buildings). However, this investment pattern can vary considerably from one region to another depending on the type of generation mix employed. The capital investment per unit of capacity added will be significantly higher for a province adding hydro capacity than it will be for a province adding conventional thermal capacity. This is because the hydro generation plant is characterized by high capital cost and low operating cost, relative to a conventional thermal plant; in addition, the hydro facility will normally require a higher capital expenditure for transmission facilities, since the generation plants are usually located in remote areas.

Capital expenditures for electrical system expansion by province for 1980 and

estimated for each year, 1981 to 1990, are shown in Table 14. (Historical data are presented in Table 15.) This forecasts an annual increase in capital expenditures in the period 1980 to 1990 of about 10%; since escalation is expected to be about 8 to 9% during this period, real growth in capital expenditures is expected to be about 1 to 2%. This reflects the fact that there is significant excess generating capacity at present, allowing deferral of some additional capacity. Québec's portion of these expenditures is very significant, reaching 56% of the total in 1990.

Table A7 contains estimates of the capital cost of new generating facilities. These costs were obtained from a variety of sources, and their composition is not consistent. For example, escalation rates and interest rates for funds used to finance the projects will vary for projects in different provinces. Thus, these costs should be considered as indicative only.

Table 12. Electric Utility Capital Investment

	1966-1970	1971-1975	1979	1980
Investment in electric power (\$ billions)	6.8	12.9	6.4	6.4
As percentage of investment in:				
Total energy	55	56	55	44
Total economy	8	9	12	10
As percentage of GNP	1.9	2.0	2.8	2.2

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources data and Statistics Canada Publications 61-205 and 11-003E.

Table 13. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service

	1970		1975		1977		1978		1979	
	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)
Generation	6 883	48	10 549	48	14 628	51	16 320	51	19 177	52
Transmission	3 087	22	4 802	22	5 804	20	6 209	20	7 421	20
Distribution	3 228	23	5 007	23	6 302	22	7 168	22	7 950	21
Other	1 043	7	1 712	7	1 968	7	2 278	7	2 601	7
TOTAL	14 241	100	22 070	100	28 702	100	31 975	100	37 149	100

SOURCE: Statistics Canada Publication 57-202.

Table 14. Forecast of Electric Utilities Capital Expenditures

Province	1980	1982	1984	1986	1988	1990
(millions of current dollars)						
British Columbia	816	1 129	1 128	1 854	2 904	3 627
Alberta	487	815	992	1 188	1 571	2 077
Saskatchewan	134	236	464	443	534	662
Manitoba	121	141	190	132	522	454
Ontario	1 931	2 995	2 565	2 674	2 459	2 175
Québec	2 868	3 094	3 141	4 688	7 573	11 890
New Brunswick	376	151	48	43	55	50
Nova Scotia	97	111	219	206	140	90
Prince Edward Island	6	14	8	10	12	14
Newfoundland	101	422	1 005	1 480	130	166
Yukon and Northwest Territories	2	1	1	2	3	4
CANADA	6 939	9 109	9 761	12 720	15 903	21 209

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources based on Utility Estimates.
Fiscal and calendar years combined.

Table 15. Historical Electric Utility Investment

Year	Generation	Construction			Machinery and equipment	Total
		Transmission and distribution*	Other	Sub-total		
		(millions of current dollars)				
1965	165	321	241	727	212	939
1966	212	306	269	787	356	1 143
1967	441	294	140	875	390	1 265
1968	320	341	227	889	443	1 332
1969	478	315	63	856	546	1 403
1970	581	449	28	1 057	554	1 610
1971	572	472	36	1 079	668	1 747
1972	636	449	50	1 135	619	1 754
1973	808	539	69	1 417	827	2 244
1974	1 049	598	53	1 670	1 054	2 753
1975	1 691	874	96	2 661	1 296	3 957
1976	1 803	821	30	2 654	1 574	4 229
1977	2 205	911	43	3 158	1 726	4 884
1978	2 339	1 199	233	3 761	2 175	5 936
1979†				4 121	2 243	6 364
1980†				4 021	2 426	6 447

*Transmission and Distribution includes transformation and street lighting. Other includes Dams and Reservoirs.

†Breakdown not available.

SOURCE: Statistics Canada Publication 57-202, 61-205, and 61-206. Canada Year Book 1968-79.

From 1960 to 1976, debt was increasingly used to finance utility expansion. Table 16 indicates that the debt proportion has been declining slightly since 1976, as utilities attempt to reduce their debt as a percentage of total capitalization, by using internally generated funds for a greater percentage of new capital requirements. Studies indicate that a debt of approximately 80% of the capital structure is appropriate for publicly-owned utilities, so the reduced debt portion is a prudent move. In this period of heavy capital requirements for system expansion and uncertainty in the money markets, it is prudent for utilities to be seen as financially sound.

In Prince Edward Island and Alberta the debt/equity relationships are quite different from other provinces, reflecting the fact that investor-owned utilities supply most of the electricity used in those two provinces whereas publicly-owned utilities provide most of the electricity used in the other regions. The investor-owned utilities must employ a more conservative financial structure than do the publicly-owned utilities (whose debt is guaranteed by the provinces), in recognition of their greater financial risk. The debt of the federal Crown corporation Northern Canada Power Commission, which supplies most of the electricity in the Yukon and Northwest Territories, is provided by the federal government.

The utilities used internally generated funds (net income plus non-cash charges to income) for about 30% of the capital expenditures during 1979, about the same as for the period of 1965 to 1975. It is expected that over the next 5 years internally generated funds will meet about 30 to 35% of capital requirements.

COSTING AND PRICING

Table 16. Electrical Utility Financial Structure

Province	1970		1975		1976		1977		1978		1979	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
	(%)											
Newfoundland	82	18	81	19	79	21	76	24	73	27	76	24
Prince Edward Island	45	55	58	42	53	47	54	46	50	50	53	47
Nova Scotia	77	23	101	-1	103	-3	102	-2	99	1	98	2
New Brunswick	88	12	91	9	92	8	92	8	94	6	93	7
Québec	74	26	75	25	76	24	76	24	77	23	75	25
Ontario	66	34	74	26	77	23	77	23	79	21	78	22
Manitoba	93	7	96	4	97	3	97	3	95	5	94	6
Saskatchewan	81	19	70	30	73	27	77	23	78	22	78	22
Alberta	56	44	53	47	49	51	47	53	47	53	45	55
British Columbia	94	6	94	6	94	6	95	5	87	13	86	14
Yukon and Northwest Territories	77	23	99	1	98	2	99	1	98	2	98	2
CANADA	75	25	79	21	83	17	80	20	80	20	78	22

a) Debt: Long term + short term.

b) Equity: Total of reserves and capital surplus.

SOURCE: Statistics Canada Publication 57-202.

Costing

The unit cost of supplying additional electricity increased rapidly during the 1970s. However, in the last couple of years cost increases have been about equivalent to the rate of inflation resulting in little increase in the real cost of electricity. It is expected that the large electricity cost increases are now behind us, and there will be little if any real cost increases during the 1980s in most parts of Canada.

The two basic reasons for the rapid increase in the cost of new facilities in the 1970s are:

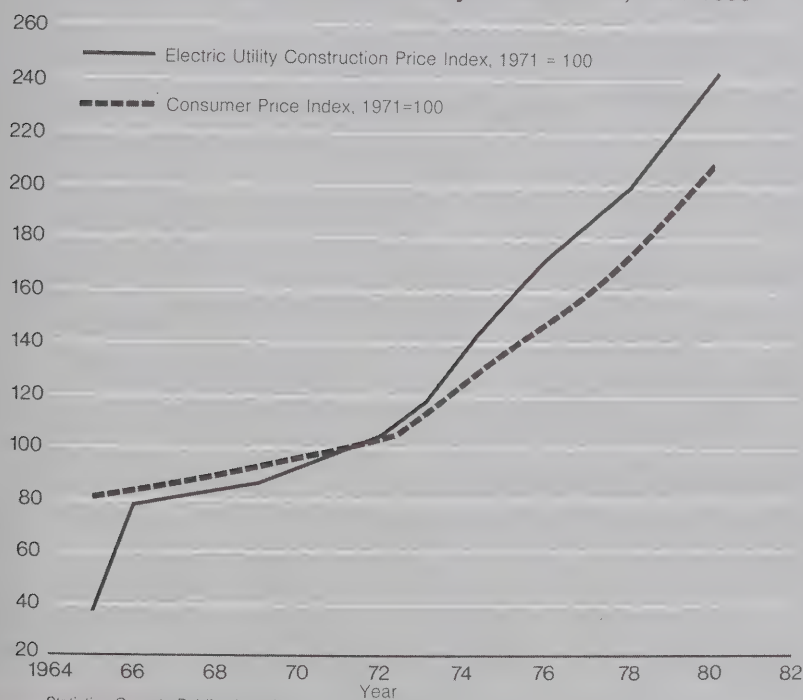
- The significant increase in the rate of inflation; and
- The dramatic increase in the cost of fossil fuels.

High levels of inflation affect the electric utility industry in two ways: by increasing the capital cost of constructing additional facilities; and by increasing the interest rate that must be paid for borrowed funds, a major consideration for a capital intensive industry like electric utilities. The average interest on long-term utility debt is shown in Table 17 for the period 1966 to 1980. The index of electric utility construction costs is shown in Figure 8. This figure illustrates the very significant increase in utility construction costs between 1973 and the present, a trend shared by most capital projects. Construction costs parallel the Consumer Price Index (CPI) prior to 1973 and from 1977 to the present. However, utility construction costs increased very rapidly, even relative to the rate of inflation as measured by the CPI, during the period 1973 to 1977.

With regard to fossil fuel costs, Figure 9 indicates the sharp increases that the utilities have experienced during 1973 and 1974. For Canada in total, the fuel cost per kWh (kilowatt-hour) generated from fossil fuels has increased five-fold between 1973 and 1980. The impact of this cost increase varies considerably from one region of the country to another, depending on the type of fuel used, its source and the percentage of total energy supply derived from fossil fuel plants. Earlier sections of this publication provide regional breakdowns for fuel use and generation mix.

Figure 8

Price Index Trends in Electric Utility Construction, 1965-1980



Statistics Canada Publication 62-007

Pricing

Data on the average revenue from electricity sales for each province are provided in Table 18. The unit revenue for Canada was quite stable up to about 1972, when the cost began to escalate (for reasons outlined in the section on "Costing"), more rapidly in some regions than others depending on differences in generation mix, fuels used and the rates of system expansion to meet the increased demands for electricity. Table 19 gives monthly electricity costs for selected Canadian cities.

Figure 10 illustrates the movements of the electricity and oil/gas components of the CPI, as well as the movement of the CPI total. The figure indicates that the electricity price component has increased

more slowly than, or equal to, the rate of increase of the CPI for most of the time since 1955. The sole exception is the period 1974 to 1977 when the electricity price component increased at a much faster rate than the CPI rate of increase. However, the electricity price component is seen to be increasing at a slower rate than the energy price component.

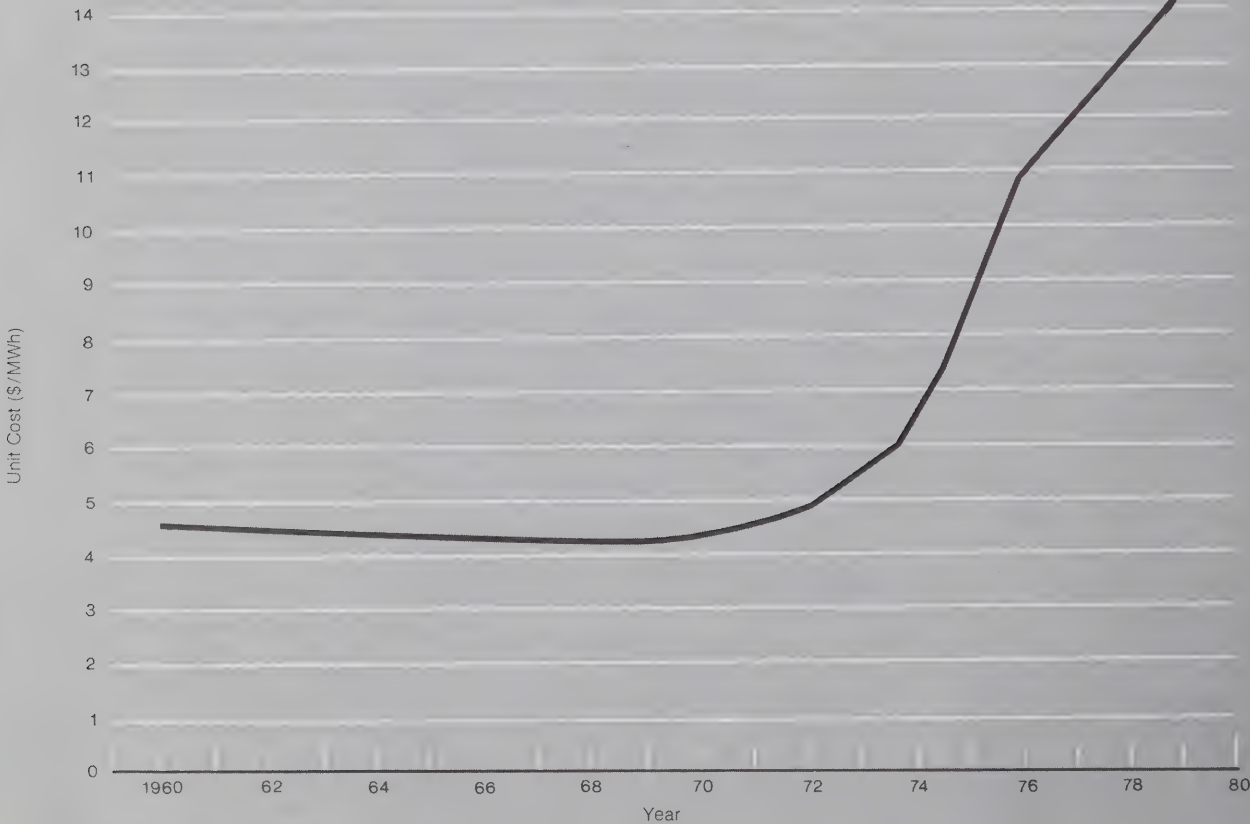
In a report delivered in December, 1979 the Ontario Energy Board (OEB) recommended to the Ontario Cabinet certain changes in the way the costs of electricity are calculated and prices set by Ontario Hydro. For example, it was recommended that time differentiated rates based on accounting costs be introduced, initially to large customers.

Table 17. Average Mid-Year Interest on Public Utility New Long-Term Deb

1966-1970	1971-1975	1976-1980
	(%)	
7.1	9.2	10.5

SOURCE: McLeod, Young, Weir Utilities Bond Yields.

Figure 9
Unit Cost of Fossil Fuel for Electricity Production, 1960-1979



SOURCE: Statistics Canada Publication 57-202

Table 18. Average Revenue from Electricity Sales by Province

Province	1968	1970	1972	1974	1975	1976	1977	1978	1979
(current cents/kWh)									
Newfoundland	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.4	1.7	2.0	2.2
Prince Edward Island	2.9	2.8	3.0	3.7	4.1	5.1	5.9	6.4	7.2
Nova Scotia	1.9	1.9	1.8	2.0	2.5	2.8	3.9	4.4	4.6
New Brunswick	1.5	1.6	1.5	1.6	1.9	2.0	2.4	3.2	3.7
Québec	0.9	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	1.5	1.7	2.0
Ontario	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.3	2.4	2.6
Manitoba	1.1	1.1	1.0	1.2	1.4	1.7	1.9	2.3	2.7
Saskatchewan	1.9	1.7	1.6	1.6	1.8	2.1	2.4	2.7	2.7
Alberta	1.6	1.5	1.5	1.7	2.0	2.4	2.7	3.1	3.2
British Columbia	1.2	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	2.1	2.2	2.4
Yukon	-	2.2	2.4	2.6	2.7	3.5	4.1	4.4	4.9
Northwest Territories	-	2.5	3.2	3.6	4.0	5.2	6.9	7.7	9.0
NADA	1.1	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	2.0	2.3	2.5

SOURCE: Statistics Canada Publication 57-202.

Table 19. Monthly Electricity Costs for Selected Canadian Cities, January 1980

City	Residential	Commercial	Industrial
Peak demand (kW):	-	100	1 000
Consumption (kWh):	1 000	25 000	400 000
	(\$)		
Vancouver	33.84	880.94	10 003.79
Winnipeg	26.17	813.97	8 209.15
Edmonton	26.00	729.80	9 345.28
Calgary	27.86	863.50	10 899.55
Winnipeg	30.86	815.31	9 765.31
Ontario	31.95	1 034.10	12 312.00
Quebec	26.93	710.68	9 793.18
Montreal	27.40	958.00	10 677.00
Ottawa	45.00	1 417.10	15 320.00
Halifax	49.15	1 587.75	16 411.06
Ottawa	67.95	2 047.43	23 886.81
John's	41.58	1 237.43	14 096.37
St. John's	44.38	1 529.60	n/a
St. John's	53.87	1 763.00	n/a

- not applicable.

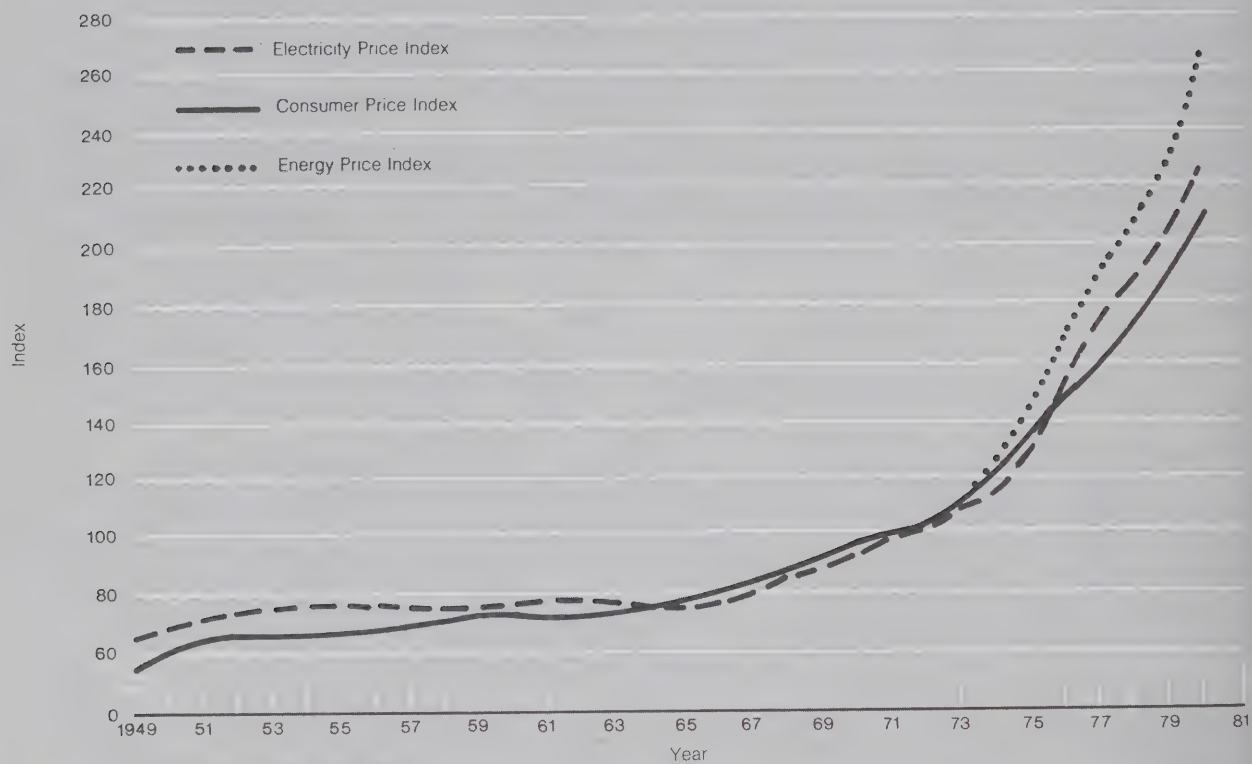
SOURCE: Statistics Canada Publication 57-203.

Ontario Hydro has developed a set of proposed rate changes that incorporate most of the OEB suggestions, and has discussed them with affected customers. It had been intended to have proposed rate changes heard by the OEB in 1981 for introduction in 1982. However, Ontario Hydro decided that the affected customers have not had adequate time to assess and comment on the proposed changes, so they will not be heard until 1982, and not introduced until 1983 at the earliest.

There has been little public discussion of rate structure changes such as time differentiated rates in other provinces. However, several utilities indicate that they are moving away from the declining block rate, toward a rate structure consisting of a fixed service charge plus a single rate for energy. They are also reducing the number of rates, in general simplifying the rates.

Figure 10

Price Indices, 1949-1980



Statistics Canada Publication 62-010

ALTERNATE ENERGY SOURCES

This section provides an update on the status of developments in Canada for alternative energy sources — geothermal, wave energy, river current energy and tidal energy, as well as small-scale hydro.

Geothermal Energy

Federal government geothermal energy research and development funding began in 1976. The prime objective of the program is the identification and assessment of exploitable geothermal resources in Canada. Resource conversion and utilization is to be left to the provinces. The program has identified exploitable geothermal resources for electricity production at Meager Creek in British Columbia.

The Meager Creek resource is about to move into the proving and demonstration phase. B.C. Hydro will undertake a drilling program to further assess the resource potential. A 55 MW demonstration plant is planned for construction in the 1982 to 1989 period, at an estimated cost of \$100 million. B.C. Hydro estimates that the site might have the potential for 1000 MW of electricity generation.



Drilling rig is being used in B.C. Hydro's assessment of geothermal prospect at Meager Creek near Port Alberni, British Columbia.

The potential of any one volcanic centre is probably in the range of 250 to 2000 MW. The Department of Energy, Mines and Resources estimates that there may be up to 10 such centres in southern British Columbia and a similar number in the north. Exploration activity is now being concentrated on Mount Cayley, located north of Vancouver near Meager Creek.

Wave Energy

A recent study indicated that there is significant potential for wave energy on both the Atlantic (4000 MW) and Pacific (22 000 MW) coasts, although there are problems with the nature of the energy that will make this resource difficult to exploit. Canada is currently a participant in an International Energy Agency research project on wave energy with the United Kingdom, United States, Japan and Ireland. For the past two winters, a large ship-type buoy has been moored in the Sea of Japan generating electricity from the waves. This project is scheduled to finish in early 1981. It is expected that a modified form of this research will continue.

Also planned are further studies on design improvements for an oscillating water column device, which may then be used in Canadian coastal waters. Such devices would be bottom-mounted in relatively shallow water and would therefore be much more efficient than the floating-type buoys. Although the wave energy in shallow water is much less than that present in deep ocean areas, sufficient power could be extracted to satisfy the requirements of small coastal communities.

The extraction of energy from waves must be considered to be a long-range endeavour and an uncertain competitor with other energy sources available in Canada. Current estimates of wave energy costs are 10 to 20 times that of energy from conventional sources.

Energy from River Currents

A recent study identified general reaches of Canada's 14 largest rivers and tidal estuaries in which currents exceed 1.5 m/s (metres/second), width exceeds 500 m, and depth exceeds 3 m, criteria of rivers from which a large electricity generation potential exists. For example, if three of the largest rivers — the

Fraser, the Mackenzie and the Slave — were tapped by large vertical axis watermills (VAW), it is estimated that they could produce 6000 MW, at 35% efficiency, from the potential of the current. However, extraction of current energy requires very large machines.

For open river and tidal currents, Canada recently has built and tested a small VAW. The design is very similar to the vertical axis wind turbine except that the VAW has straight material hydrofoil blades mounted on axis. The test results were very encouraging (40% efficiency). Other tests on this design are being conducted during 1981.

In 1981, construction is planned to start on a 4 m diameter, 100 kW VAW to enable a realistic field test in a river. Present plans are to complete this unit in 1982, and test it in 1983. If it proves successful, a large-scale (20 m diameter; 1500 kW) demonstration unit could be built in 1984.

Wind Energy

The major objectives of the Canadian wind energy program are to:

- Determine under what circumstances wind energy can make a viable contribution to Canadian energy supplies;
- Establish the technology of wind energy conversion systems appropriate to Canadian conditions; and
- Encourage and support Canadian industrial initiative in the design and manufacture of turbines for domestic and export markets.

The Canadian research and development effort has concentrated exclusively on the vertical axis wind turbine, since it is considered to be the most cost-effective design for generating electricity. At present, it is known that the concept works, prototypes have verified the fundamental performance characteristics, manufacturing technologies have been established for machines up to 250 kW and cost projections indicate that they are economically viable for some applications. However, there are technical considerations that require further investigation. Perhaps the greatest of these is the need for a greater understanding of the structural

reliability aspects. In addition, system simulation programs are required to allow such things as interactions of the windmill with the electric utility network. Field trials are underway to provide physical verification of the analytic techniques, including: 10 and 100 kW wind/diesel hybrids; and 50 and 230 kW grid-coupled units.

Hydro-Québec and the National Research Council are to co-operate in building the world's largest vertical axis windmill in eastern Québec by 1983. The 3.8 MW unit will be 110 m tall and is expected to cost about \$20 million. The expectation is that the lower unit cost of larger windmills will expand the scope for economic application for wind energy.

Tidal Energy

A 1981 update of the economic and financial feasibility studies of Fundy tidal power, which were completed in 1977, has been proposed. Since that time, changes have occurred in several factors of the studies, including changes in construction methods, capital costs, fuel costs, energy values and rates of load growth. The update will seek to assess whether development of Fundy tidal power is economically and financially feasible under a realistic appraisal of expected future conditions.

Small-Scale Hydro

Hydro resource assessment and demonstration projects, which are underway in several provinces, are aimed at determining the extent to which small-scale hydro facilities could supply electricity, especially in remote communities that now rely on diesel generation.

A mini-hydro demonstration project at Roddickton, Newfoundland was completed early in 1981. This 440 kW plant was built by Newfoundland and Labrador Hydro at a cost of \$1.2 million, 90% of which was contributed by the federal Department of Energy, Mines and Resources. The purpose of the project is to study the potential for small-scale hydro generators operating in conjunction with diesel systems; the hydro plant is interconnected with the isolated diesel system at Roddickton. The single unit plant utilizes 47 m of gross head and supplies 1.6 million kWh annually (42% capacity factor). The project uses

prefabricated, standardized turbine-generator and control units for easy on-site installation. To minimize overhead costs, the plant has been built with innovative design and construction approaches suited to remote communities. The plant is controlled remotely by the diesel plant operator. Recent changes to federal legislation permits a 2 year write-off of this type of project, for capacities of 15 MW or less.

A final report documenting the project engineering concept, design construction methodology and operation considerations will be published for the general public by the Department of Energy, Mines and Resources in the fall of 1981.

Ontario Hydro has completed two small-scale hydro projects. One at Wasdell Falls uses an existing dam structure, it has a capacity of 135 kW utilizing a head of 3.7 m and water flow ranging from 200 to 7m³/s (cubic metres/second). It feeds into the local Ontario Hydro distribution network. The other, at Sultan, has a capacity of 150 kW and replaces diesel generators as the principal community power supply. It utilizes a water flow of about 2.8 m³/s.

For both of these Ontario Hydro projects Mini Hydel prefabricated units were used. They were produced in Ontario to operate at heads of from 3 to 8 m using a Francis turbine. Plant output is usually in the range 100 to 400 kW, using standard 600 V generators.



A 200 kW windmill owned by Nova Scotia Hydro Corporation, located at their Wreck Cove hydro project. Power generated by the windmill is used to pump water into the Wreck Cove reservoir to enhance power output from the project.



Redevelopment of the low-head St. Mary's plant of Great Lake Power Ltd., at Sault Ste. Marie, Ontario. The plant was initially developed early in this century, using 28 units to produce 21 MW from a flow of about 509 m³/s and a head of 5.9 m. The new plant will have three 18 MW horizontal bulb type units. Although low-head plants of this type are common in Europe, the St. Mary's plant is only one of two in Canada, the other being Manitoba Hydro's Jenpeg plant on the Nelson River.

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Structure of Research and Development in Canada

Under the National Energy Program, the electricity share of primary energy supply is forecast to increase from a level of 35% in 1980 to 44% by 1990. To achieve this level of growth and to make an appropriate contribution to oil substitution and economic efficiency, an optimum role for electricity in the energy economy must be developed. Given the large investment required to meet this growth, technological improvements that reduce costs and improve the efficiency of production, transmission and distribution have a very important role to play. Another aspect of electricity as a substitute for declining hydrocarbons, particularly for oil, is to expand the range of energy end uses for which electricity can be economically and efficiently applied. Research and development programs are essential to realizing the potential in these areas. Research and development must encompass not only electrical topics in a narrow sense but also a broad range of civil and mechanical engineering disciplines, social and economic topics and environmental questions, all of which contribute to the production, distribution and use of this energy form.

The administration and execution of electrical research in Canada is carried out by governments, industry, associations, consultants and academic institutions.

At the federal level, the Department of Energy, Mines and Resources (EMR), the National Research Council (NRC), the Natural Sciences and Engineering Research Council (NSERC) and Atomic Energy of Canada Limited (AECL) have administrative and, in the cases of NRC and AECL, functional responsibility for electrical research. Co-ordination of electrical energy R & D is provided by the interdepartmental Panel on Energy R & D, which is responsible for making recommendations to Ministers on present and future energy R & D programs. Its mandate includes monitoring of all electrical energy R & D activities in the context of the whole national effort and international activities. EMR provides secretariat and secretariat to the Panel. In addition EMR provides funding in the form of grants to the Canadian Electrical Association (CEA) and, under

the Research Agreements Program, to academic institutions. In addition to in-house research, the NRC contracts to industry.

The NSERC provides funding to academic institutions under regular operating grants, strategic grants and PRAI (project research applicable in industry) grants.

Four of the public utilities (Ontario Hydro, Hydro-Québec, Saskatchewan Power and B.C. Hydro) maintain in-house research programs, which undertake a variety of activities linked with the design and operating characteristics of the electric utility business.

Notwithstanding the research programs mentioned above, the structure of electrical research in Canada is enhanced by CEA's research program. While the CEA program is modest in size when compared to the major investments made by the federal government and the direct investments by the utilities having research facilities, it provides a basis for co-ordinating the research efforts of all utilities with a view to minimizing duplication and filling gaps. The CEA program is a co-operative venture funded jointly by the federal government and virtually all Canadian electric utilities. As a result of the participatory aspect of the program, there is opportunity for all utilities and the government departments represented on the advisory committees to identify research topics and manage the performance of studies that have been selected through a sub-committee structure and contracted out to industry, academic institutions and the utilities having research facilities. Apart from administering its research program, one of the priorities of the CEA is continuing liaison with international research organizations to further optimize program selection for Canadian utilities.

During 1980, research expenditures related to the electric utility industry totalled over \$195 million. Of this total, operating costs estimated in the order of \$114 million was in research and related activity by Atomic Energy of Canada Limited in support of the nuclear power program. A further \$67.7 million was spent by the aforementioned electric utilities on research programs. The co-operative program managed by the CEA was funded to a level of \$4.4 million. Finally, federal research and

development expenditures relating to electrical energy and to the fuels associated with its production totalled approximately \$9 million.

Overview of Research Programs

Federal Government

The AECL research program for nuclear power development includes activities aimed at improving the reliability and safety of nuclear stations. In spite of the very high availability already achieved by CANDU units, there are still strong economic incentives to make improvements. Non-destructive inspection techniques are being explored. Another important area of work involves continuing studies on material performance under intense radiation. Heavy water development continues to attract attention with the objectives of improving the performance of existing designs and considering alternative methods of producing heavy water. The program is also directed to work on developing fuels, including thorium, and the reprocessing of irradiated fuels for future CANDU reactors with advanced fuel cycles in order to secure fuel supply for long-term operation. Considerable progress has been achieved in the research and development program to establish the technologies needed for the permanent disposal of nuclear fuel wastes. The program is expected to demonstrate that the concept of deep geological disposal in stable rock formations is a fully acceptable method for permanent disposal. In support of the federal government's off-oil program, AECL is conducting investigations of new applications for nuclear energy, including its application for tar-sands extraction and the use of small (mini) reactors for space heating purposes. Another notable area of research is in the pure scientific disciplines of physics and chemistry. Developments in these areas will support future advancement of nuclear energy technology.

The non-nuclear portions of the federal energy research program having particular relevance to electrical energy totalled \$8.8 million in 1980. Highlights included work on improved coal-firing and fluidized-bed combustion, cogeneration, electrical transmission, the application of wind energy to the electric

grid and development of water turbines to generate electricity from waves, currents and tides.

Beyond 1980, federal expenditures will be directed toward the achievement of the National Energy Program's research and development priorities for alternatives to gasoline in transportation, increased efficiency of energy use and new energy sources. Accordingly, in 1981-1982, \$4 million of new funds will be allocated to electrical research projects including the Aeolus wind demonstration (\$1.8 million), research on electric space heating thermal storage (\$0.3 million), heat pumps (\$0.4 million) and studies regarding expanded coal use in electricity generation (\$0.4 million).

Hydro-Québec

The research program conducted by Hydro-Québec's Research Institute (IREQ) had an operating budget totalling \$16.0 million in 1980 based on five major areas of activity: conventional sources of electricity (\$1.1 million), new sources of electricity (\$2.9 million), transmission and distribution systems (\$6.7 million), system analysis and automation (\$4.3 million), and utilization and conservation (\$1.0 million).

Although significant research and development effort is directed to new sources of electricity, the bulk of Canada's electricity requirements to the year 2000 will be supplied from conventional sources. In this context, IREQ's operational plan is aimed at optimizing the application of existing technology. A particular area of study is the operation of hydraulic pumped storage plants, taking into account the effects of ice cover.

IREQ is expanding its research activity over the next 5 years in new sources of electricity, including programs for biomass, solar energy, fusion and electrochemical storage. Research on biomass will emphasize peat, wood and wood waste as energy inputs. With federal funding, a megawatt-scale wind turbine will be installed in co-operation with the NRC and preliminary studies undertaken for a wind generation park. Regarding solar energy, tests will be conducted to compare different collectors and a study on the use of solar panels with heat pumps will be conducted. In conjunction with the federal government,

IREQ will establish a magnetic fusion (Tokamak) facility in Varennes. Federal funding for this project is estimated at \$12 million over the next 3 years. A program for electrochemical storage will explore the use of hydrogen as a link between wind turbines with reconversion through gas turbines and fuel cells. In addition, preliminary studies will be undertaken on methanol production and on high temperature storage.

Research in transmission and distribution systems will be aimed at reducing the cost of electrical transmission, improving transmission line reliability and minimizing environmental effects. Specific research over the next 5 years includes the development of compact transmission lines and multiterminal lines. Information will also be obtained on the dimensions of transmission lines in the 1500 to 2000 kV range for alternating current and 600 to 1200 kV direct current.

The Hydro-Québec research program is also aimed at optimizing system planning and development by improving analytical techniques and increasing the automation of the power systems by means of microprocessor and fibre optic technology.

Research in connection with utilization and conservation of energy includes a pilot installation of heat pump systems for residential and commercial buildings, small wind generators for heating and research into heat exchangers for waste heat recovery.

While the Hydro-Québec research program is primarily dedicated to provincial research priorities, IREQ performs research on contract for other countries.

Ontario Hydro

During 1980, Ontario Hydro committed \$44.2 million to electrical research and development. Of this total, \$25.3 million was devoted to the following principal work areas controlled by the Research Division: transmission and distribution — \$3.0 million; nuclear power — \$6.4 million; thermal plants — \$3.4 million; soils, concrete, masonry and building materials — \$2.1 million; electrical power apparatus and system performance — \$2.1 million; environment — \$3.4 million; energy conservation and utilization — \$1.0 million; and other research — \$3.9

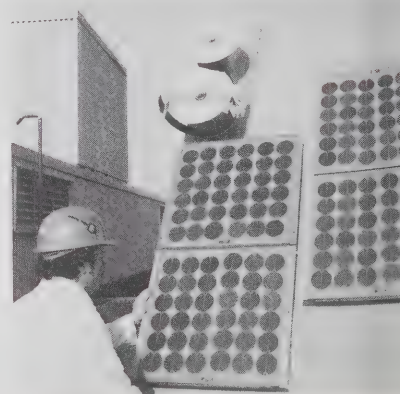
million. The remaining \$18.9 million was allocated to development work undertaken by engineering and design sections in the corporation. An additional \$2.3 million was devoted to materials and product testing.

Transmission and distribution program studies included research on the proposed interconnection with General Public Utilities Co. Ltd. in Pennsylvania by a high voltage, direct current cable under Lake Erie; the development of aesthetically improved transmission lines for use in highly populated and environmentally sensitive areas; development of insulators to reduce interference from distribution lines with television and radio waves; and a joint investigation in co-operation with the CEA, the broadcast industry and the federal Department of Communications of techniques to control distortion of radio signals re-radiated from steel-tower transmission lines.

Ontario Hydro's nuclear power program included continuing work under the Canada-Ontario co-operative program to develop methods for safe underground storage and disposal of radioactive wastes.

Under the thermal plant program, a test facility was constructed for studying the combustion process and the effects of operating variables in combustion and pollution formation.

Acid rain and its control was a major research area in 1980. In addition to large-scale field study, computerized



Ontario Hydro's research efforts include assessing these photovoltaic cells, which convert sunlight into electricity.

modelling techniques are being developed with capability to determine contribution of individual generating stations to the acid rain falling in a given area.

Alberta Saskatchewan Power

In 1980 the net operating budget of Saskatchewan Power's Research and Development Centre totalled \$1.2 million. Of this total, \$0.3 million was devoted to research and support. Investigations during 1980 emphasized projects related to coal conversion technology, biomass, conventional energy utilization, conservation and system operation. Included among the major projects funded within these broad areas are studies on coal reactivity, coal-heavy oil liquefaction, transmission line selective relaying, load management, fuel diversity and the expansion of rural systems to meet electric heating needs.

B.C. Hydro

The operating budget for B.C. Hydro's research and development organization totalled \$4.0 million in 1980-1981, including \$0.6 million related to standard material testing. In addition to the chemical, material and electrical research conducted by the research group, another \$1.6 million was committed to research projects conducted elsewhere in the corporation, on wind generation of electricity, geothermal energy, hydrography, coal liquefaction and fluidized-bed combustion.

Other than pursuing research as a corporate goal, B.C. Hydro's research and development expertise is aimed at providing a service to clients within the corporation in order to maintain an adequate, reliable, cost-effective and efficient supply of electricity.

Canadian Electrical Association

The CEA's 1980 research program, totaling \$4.4 million, was allocated among subcommittees as follows: Generation program — \$1.6 million; Transmission systems program — \$1.1 million; distribution program — \$1.1 million; and utilization and conservation — \$0.6 million.

In 1980, the Generation Subcommittee changed its program of research for research associated with alternate energy and thermal and nuclear energy. Regarding alternate energy,

priority will be given to projects where there is an opportunity for utility oriented research in small hydro development, cogeneration, waste heat utilization, garbage as fuel and hydrogen production. With respect to thermal energy, an exploratory project was awarded for research into coalplexes, which is expected to become a major area of research in the future. Coalplexes involve the combination of generating facilities and chemical processing facilities to produce liquid fuels for oil substitution and electricity and process steam from the waste products of the chemical process. The ongoing direction of the generation program will be to improve the reliability and efficiency of conventional thermal and nuclear generating components, thereby reducing capital costs and minimizing the environmental effects from their operation.

The Transmission System Program is not only directed to improving existing technologies but also to the development of advanced technology for increased system security. In order to further co-ordinate Canadian research efforts in these areas, four new task forces were established in 1980 to recommend projects related respectively to SF₆ (sodium hexafluoride gas), insulation, transformer insulation, conductor dynamics and HVDC.

The Distribution Program is broadly classified into areas pertaining to overhead and underground distribution systems as well as systems planning and control. In order to ensure continued development of a balanced program, priority will be given to projects considering:

- Environmental, aesthetic, material, higher voltage and surge protection aspects of overhead systems;
- Safety, material, loading/ampacity and switching/overcurrent protection of underground systems; and
- Conservation, reliability, system design/forecasting, automation and load control considerations associated with planning and control.

The Utilization and Conservation Subcommittee has determined several areas of relevant research for the next 5 years. Within the utility sector, research will be selected to provide guidance on

policy formation, waste heat recovery and demand management. Studies directed to the residential and farm sectors will include solar applications for grain driers, biomass, micro hydro and electrical space heating. Investigations into industrial and commercial applications include techniques for power factor correction, improved motor efficiency, auxiliary system efficiency and gains in plant efficiency from cogeneration and, in support of the National Energy Program, oil substitution by electricity. Candidate research areas for the transportation sector include railway electrification and battery development, recharging and space heating for electric automobiles.

ENVIRONMENTAL ISSUES

Canadians depend on electrical energy and value its convenience, safety and reliability. However, all of the techniques presently available for the generation, transmission and distribution of electrical energy impose some irreversible changes on the environment. Policy makers at all levels of government and in the electrical industry have a responsibility to ensure that the demand for electricity can be supplied in a manner that is compatible with environmental protection.

While investigations are being conducted into many environmental issues, acid rain and nuclear waste management are two subjects of concern that are being given detailed examination at this time. These issues must be satisfactorily resolved to ensure that coal and uranium provide their appropriate contribution to total electricity supply. Acceptable resolution of the nuclear waste management issue will make acid rain problems more manageable; allowing nuclear energy to play its full role for electricity production will minimize the need to use additional fossil fuel for this purpose.

Acid Rain

A dramatic increase in the use of fossil fuels, over time, has greatly increased emission levels of sulphur dioxide and nitrogen oxide. While in nature precipitation is slightly acidic, these emissions react with additional oxygen and water in the atmosphere and form dilute sulphuric and nitric acids, which increase the acidity of precipitation. The chemically altered precipitation is known colloqually as "acid rain."

About 30 million tonnes of sulphur dioxide (SO₂) are released into the atmosphere annually in the United States. Of this total, approximately two-thirds is attributed to existing thermal electric power plants. In Canada, almost half of an estimated total of 5.3 million tonnes annually comes from non-ferrous smelters and about 15% from thermal generating stations (Table 20).

Annual emissions of nitrogen oxides (NO_x), estimated to be 22.3 and 2.2 million tonnes in the United States and Canada respectively, are related for the most part to activity in the transportation sector (50%). Power plants and combustion processes in industrial, commercial and residential sectors

account for the remaining 50% with electric utilities contributing 28%, and 14% of the national totals for United States and Canada respectively (Table 21).

Because these contaminants are transported for long distances through the atmosphere, acid rain cannot be regarded as a localized phenomenon. While there is some particulate and gaseous deposition in the immediate vicinity of an emitting source, the trend

toward building taller stacks in order to relieve local pollution problems, has aggravated regional, interprovincial and international problems. It is estimated that approximately 4 million tonnes of SO₂ are deposited in Canada annually from sources in the United States and between 500 to 700 thousand tonnes are deposited in the United States from Canadian sources.

While our knowledge of the effects of acid deposition is not complete, some

Table 20. Current Emissions of SO₂ in Canada and the United States

Sector	Canada 1979		United States 1980 estimated		Total
	(10 ⁶ tonnes)	(%)	(10 ⁶ tonnes)	(%)	(10 ⁶ tonnes)
Utilities	0.8	15	19.5	66	20.3
Industrial boilers/process heaters/residential/commercial	1.1	21	7.3	24	8.4
Non-ferrous smelters	2.2*	41	2.0	7	4.2
Transportation	0.1	2	0.9	3	1.0
Other	1.1	2	-	-	1.1
TOTAL	5.3	100	29.7	100	35.0

*INCO, Sudbury at 1980 emission rate.

SOURCE: United States-Canada Memorandum of Intent on Transboundary Air Pollution Strategies Development and Implementation Interim Report, February, 1981.

Table 21. Current Emissions of NO_x in Canada and the United States

Sector	Canada 1979	United States 1980 estimated	T
		(10 ⁶ tonnes)	
Utilities	0.3	6.2	
Industrial boilers/process heaters/residential/commercial	0.6	7.1	
Non-ferrous smelters	0.0*	0.0	
Transportation	1.1	9.0	
Other	0.2	-	
TOTAL	2.2	22.3	

*INCO, Sudbury at 1980 emission rate.

SOURCE: United States-Canada Memorandum of Intent on Transboundary Air Pollution Strategies Development and Implementation Interim Report, February, 1981.

the effects from acid rain are summarized by the following statements issued in an interim report prepared by a United States-Canada Working Group studying transboundary air pollution:

There are several examples where dramatic changes in water quality, believed to be directly attributable to acid deposition, have occurred.

Acid deposition can and has severely altered lake and stream ecosystems, depleting and eventually extinguishing fish and other aquatic life.

Acid deposition may contribute to accelerated leaching of minerals and nutrients in some forest soils.

Long-term growth of forests in acid sensitive regions may be adversely affected by acid deposition among other factors.

Some crops have been damaged by artificial exposure to highly acidic deposition under experimental conditions.

The water and soils over extensive areas in North America are susceptible to acidification.

Stone buildings, monuments and other building materials are eroded by a number of pollutants including acid rain.

Over the long term some drinking water supplies may be contaminated by toxic metals leached from the soil by acid deposition; however, no adverse health impacts have been established to date.

Nitrogen compounds affect the acidity of precipitation, but their contribution to damages is uncertain, and is undergoing further analysis.

The effects from acid rain are pronounced in freshwater ecosystems, which exhibit low buffering capacity to conditions of acid. Normally the geology of these areas is characterized by highly siliceous types of bedrock (granite, quartzite, sandstone and some gneisses). Because this type of parent material is highly resistant to weathering, the concentration of ions released into surface water through deformation is too low to neutralize acid deposition from the atmosphere. However, the deposition of basic mineral till on some of these sensitive bedrock areas can increase the buffering

capacity and protect the aquatic ecosystems from acid rain. Similarly, areas characterized by basic rock geology, such as limestone, have a high buffering capacity and are immune to acid rain effects. In North America, the Canadian Shield, the Adirondacks and the Appalachians represent areas of highly siliceous rock and therefore accelerated acid rain damage has been evidenced in the recreational lake areas of northern Ontario, Québec, New England and the Maritimes.

Control Technology

Thermal stations

There are several methods for SO₂ and NO_x control in thermal power stations. The selection is governed by the degree of emission reduction required, implementation costs and site specific considerations.

In addition to using low sulphur fuels, SO₂ control technology available for use in thermal stations includes processes for physical coal cleaning, flue gas desulphurization and fuel desulphurization. A brief discussion on selected processes follows.

Physical coal cleaning — depending on the characteristics of the sulphur, SO₂ emissions can be reduced by washing, shaking or mineral concentration methods. Where a high degree of SO₂ reduction is not required, physical cleaning represents the most cost effective choice.

Another aspect of physical coal cleaning relates to mining methods. Selective mining of coal, which leaves the higher sulphur and ash parts of the coal seam unmined can, in some circumstances, enhance the effects of physical coal cleaning. It is estimated that selective mining can reduce the sulphur content of the mined coal from 4 to 3%.

Chemical desulphurization — chemical coal cleaning processes are in varying states of development and not yet used commercially. The process technology varies from separation by chemical solutions to coal conversion whereby a synthetic coal (Solvent Refined Coal — SRC) is formed by reconstituting the solids from chemically dissolved coal. While chemical coal cleaning is more expensive than physical cleaning the

potential emission reduction ranges between 60 and 75%.

Flue gas desulphurization — semi-dry process — semi-dry process flue gas desulphurization (FGD) is an emerging technology wherein a lime slurry is injected into a spray drier concurrently with the flue gas. The lime reacts with the SO₂ and forms a dry solid product that is collected in an electrostatic precipitator or fabric filter. Although this system is advantageous because of its simplicity, low energy requirement and production of a dry waste material, it does not lend itself to high levels of emission reduction and requires lime that is more expensive than limestone.

Flue gas desulphurization — wet scrubbing — wet scrubbing of flue gas with a limestone slurry has been widely used in the United States, Japan and West Germany over the last 10 years and represents the most cost effective process for high levels of SO₂ reduction. While the cost associated with scrubbers varies, it is estimated that the equipment can increase the capital cost of a new generating plant by 12 to 20% and add substantially to operating costs.

Fluidized-bed combustion — one of the most promising processes to reduce SO₂ emissions is fluidized-bed combustion (FBC). This process may not be commercially available at utility scale until the turn of the century. The principal disadvantage of FBC relates to the problem of achieving high levels of SO₂ reduction without requiring very large quantities of limestone.

In thermal power plants, nitrogen oxide emissions can be reduced through combustion modification and flue gas treatment processes.

Combustion modification — combustion modification is the most cost effective and commonly used method to reduce NO_x emissions. Emissions can be reduced by 15 to 25% through staged combustion, and in gas fired units, by up to 50% with gas recirculation techniques.

Flue gas treatment — flue gas treatment with gaseous ammonia to reduce NO_x to nitrogen has been demonstrated but is not widely used. Between 35 to 40% of the NO_x can be reduced non-catalytically under conditions of high temperature. Catalytic reduction offers much greater

reduction efficiency (50 to 80%) but has not been proven on coal-fired burners.

Smelting sector

In the non-ferrous smelting sector, SO₂ emissions can be controlled by producing byproducts of liquid SO₂ or sulphuric acid. Most of the non-ferrous smelters now controlling emissions produce sulphuric acid. While disposal of the acid or liquid SO₂ may increase the cost of control beyond an economically acceptable level, these approaches generally represent affordable control alternatives for strong SO₂ off-gas streams. However without a market for the byproducts, acid neutralization or gypsum impounding must be added to the process.

One of the major problems with SO₂ control in smelting operations is the availability of affordable control technology for weak stream SO₂ emissions. These emissions can be controlled by upgrading operations to strengthen SO₂ gas streams for acid plant control, by using alternate process technology or by flue gas scrubbing. The selection must be evaluated on the basis of the unique nature of each smelter.

Technology is also available to fix sulphur as elemental sulphur. This process is not widely used because it is more expensive than producing liquid SO₂ or sulphuric acid and normally cannot be applied to existing smelter gas streams.

Cost of Acid Rain Reduction

Based on our current understanding it follows, from the preceding discussion, that the acid rain problem can be diminished at the point where it originates. The solution, however, is costly. Although no consensus exists regarding the cost to control the problem, one estimate indicates that the cost of reducing this type of pollution by 50% ranges between \$5 to \$7 billion annually in the United States and \$350 million per year in Canada. In Canada, this represents a cost of about \$15 per Canadian for the protection of their natural resources. Other estimates indicate that the costs may be substantially higher.

Action Being Taken

Even with documentation on the effects of acid producing gases (SO₂, NO_x), and

the availability of control technology, insufficient data with respect to their long-range transport have prevented validation of long-range models for regulatory use. The transboundary aspects of acid rain serve to compound this problem. Moreover, because our dependence on fossil fuels will not decline in the future and as demand is increasingly met from coal and tar sands products of high sulphur content, there may not be sufficient time for a complete assessment of the problem and its effects before implementing at least interim control strategies.

In Canada and the United States, a marked improvement in certain areas has been achieved under existing air quality legislation and the commitment to emission control by governments and some industries. Existing legislation, however, must be changed to address the long-range transport aspects of air pollutants. A large effort has been undertaken in Canada to re-educate the public and the decision makers on our approach to air quality legislation.

Because the non-ferrous smelting industry is the largest source of SO₂ emissions in Canada, and because the International Nickel Co. Ltd.'s (INCO) Copper Cliff smelter is the largest point source of SO₂, the Ontario Government issued a pollution control order in 1980, requiring INCO to reduce its emissions to 1950 tonnes per day by 1983. Present emission levels are about 2500 tonnes per day, but the plant is operating at less than its full capacity due to a slump in the international nickel market. A Canada-Ontario Task Force has been formed, which will report on the available options to reduce emissions at both the INCO and Falconbridge Nickel Mines smelters.

Recognizing its environmental responsibilities, in 1981, Ontario Hydro committed over \$500 million to reduce its emissions by 43% over the next decade. The control program calls for the design and construction of two SO₂ scrubbers for installation at either the Nanticoke or Lambton generating stations, the installation of low nitrogen oxide burners at large coal-fired stations and increasing utilization of low sulphur coal.

Under the National Energy Program, federal funding for conversions from

oil-fired power plants to coal will be conditional on environmental acceptability.

In the United States, the Environmental Protection Agency (EPA) has promulgated stringent standards requiring scrubbers on all new fossil-fuel plants. These standards do not apply to existing coal-fired plants and stations which have been converted from oil to coal. Emissions from these sources are regulated through State Implementation Plans (SIP). Although these plans must be approved by the EPA, their degree of enforcement is controlled at the State level.

There is legislation embodied in the *Clean Air Acts* of both Canada and the United States that enables the government to regulate domestic emissions considered to endanger the environmental or human well being of another country. This may be one way to deal with the transboundary aspect of the acid rain problem, but enforcement is complicated by an imperfect understanding of the environmental problems.

Discussions have been initiated between Canada and the United States on the issue of transboundary air quality and efforts are being directed toward the negotiation of a formal co-operative agreement. To date informal bilateral discussions have culminated in a joint statement on the approach both countries have toward transboundary pollution (July, 1979), and the signing August, 1980, of a Memorandum of Intent to negotiate an agreement on transboundary air pollution. A working group structure has been established to provide background information to assist negotiations. Negotiations are scheduled to commence by mid 1981.

Nuclear Waste Management

The term nuclear waste covers a very wide range of materials. These materials range from highly toxic irradiated fuel waste, for which the concentration of radioactive isotopes is approximately 100 times that of contaminated soil which has a radioisotope concentration little more than that found in natural soils.

Irradiated fuel refers to the fuel bundles that have been used in the reactor and withdrawn from it. These bundles are

very radioactive, containing over 99% of the system's total radioactivity. Nuclear waste management in Canada has focussed on the safe storage of fuel waste at the reactor site. Irradiated fuel bundles are moved by remotely controlled fuelling machines into water-filled double-walled concrete tanks. This method allows irradiated fuel to be stored cheaply and reliably for periods of several decades.

By the end of 1980, approximately 5000 tonnes of used fuel was held in interim storage facilities located at nuclear reactor sites in Canada; it is increasing at the rate of 850 tonnes per year for existing facilities (5866 MW of nuclear generating capacity). By 1993, an additional 9927 MW of nuclear capacity is currently committed or planned for commercial service in Ontario, New Brunswick and Québec, which will produce additional irradiated fuel at the rate of about 1500 tonnes per year.

There is no immediate requirement for a permanent disposal method, since the irradiated fuel can be readily stored for many years at the reactor sites.

However, for reasons of prudent management and public perception, it is desirable to determine that a permanent disposal solution is available well before the time when it will be operationally required.

Canada's Irradiated Fuel Waste Management Program

Many alternative methods have been suggested for nuclear waste disposal, including launching into outer space, and burial in Arctic or Antarctic ice caps, on or under the ocean floor, and within geologically stable formations such as salt, hardrock, shale or volcanic ash. After considerable study, an international consensus has emerged in support of immobilization and burial of irradiated fuel waste in geologically stable rock formations.

Beginning in 1975, agencies of the Federal and Ontario governments have co-operated in a program designed to assess this concept for safe disposal of nuclear waste material.

In April 1977 the Department of Energy, Mines and Resources commissioned an independent study of nuclear waste management by a group of scientists led by Dr. Kenneth Hare of the University of

Toronto. The recommendations of the Hare Study provided further support for the underground disposal concept.

In June 1978 a Canada-Ontario Agreement was announced for a joint research and development program to assure the safe and permanent disposal of radioactive waste. The program is being managed by Atomic Energy of Canada Limited (AECL).

Research in Canada has concentrated on assessing the suitability of nuclear waste disposal 500 to 1000 m down in hard, crystalline Precambrian rock formations typical of the Canadian Shield. The waste would be immobilized, that is incorporated into an insoluble matrix, and then implaced in deep caverns. Particular attention has been focussed on plutons, or large masses of rock which extend deep into the earth, for reasons pertaining to their stability and the absence of minerals of commercial value.

The geological part of the Canadian research program is directed to understanding the characteristics of plutons. Because water is considered to be the only vehicle for radioactivity movement from the burial container to the environment, water movement through rock fractures and the distribution of fractures at various depths are key elements of current research. The results of the research work are extensively reported in AECL publications. Preliminary results indicate that under a wide range of assumptions, no individual in the future should receive a radiation dose from the disposed fuel waste greater than a small fraction of the natural background radiation level to which all living things are exposed.

The Canada-Ontario research program is expected to provide, during the course of the 1980s, scientific evidence that the geological disposal concept is a safe and dependable one, in terms of its impact both on human health and on the natural environment. The concept will be evaluated through a regulatory process, including public hearings; the Atomic Energy Control Board will be the lead agency. Only after the concept has been judged acceptable and approved by the governments involved, will the program proceed to the next stage: repository site selection. The construction and operation

of a full-scale disposal facility will follow at an appropriate time.

SELECTED BIBLIOGRAPHY

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered from:

Statistics Canada
Ottawa, Ontario
Canada
K1A 0T6

Electric Power Statistics, Volume I — Annual Electric Power Survey of Capability and Load (Catalogue No. 57-204)

Presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 million kWh per annum or more during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II — Annual Statistics (Catalogue No. 57-202)

Includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III — Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment (Catalogue No. 57-206)

Provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW, on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue No. 57-001)

Presents, on a monthly basis, preliminary electrical energy statistics.

Electricity Bills for Domestic, Commercial and Small Power Service (Catalogue No. 57-203)

Based on the rate schedules supplied by the power companies and municipalities responsible for the distribution of electrical energy in the cities and towns covered in an annual survey. Monthly bills are computed to show the revenue according to the distributors from the sale of definite quantities of electricity used for specific purposes.

Quarterly Report on Energy-Supply Demand in Canada (Catalogue No. 57-003)

Energy balance sheets in both natural units and terajoules for fuel types by region. Each balance sheet shows data on production, imports, exports, interregional movements, conversion from one energy form to another, and consumption by consuming sectors.

The following publications are available from distributors, Canadian government publications, or from OECD Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and Development, Survey by the Energy Division, Annual Survey of Electric Power Equipment, Situation and Prospects.

Combines the results of two studies carried out by OECD:

- Survey of the Energy Division in the development of capital equipment in the electricity supply industry and its technical characteristics (Part One)
- Survey of the Special Committee for Machinery on trends of deliveries, orders on hand and production capacity of European manufacturers of heavy equipment for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the situation as of January 1st and give an indication of trends for the next years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Energy Division, The Electricity Supply Industry

Annual general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last 2 years and provides an outlook for the following five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, Statistical Energy

Presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in comparable and dated and comparable form.

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utility government agencies.

APPENDICES

Table A1. Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1980

Year	Installed capacity					Electrical energy consumption*	Average demand†	Peak demand‡	Generation reserve**	Load factor††
	Thermal		Sub-total	Hydro	Total					
	Conventional	Nuclear								
	(MW)					(GWh)		(MW)		(%)
1920	300	-	300	1 700	2 000	-	-	-	-	-
1930	400	-	400	4 300	4 700	19 468	2 222	-	-	-
1940	500	-	500	6 200	6 700	33 062	3 774	-	-	-
1950	900	-	900	8 900	9 800	55 037	6 283	-	-	-
1955	2 100	-	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	15 74
1960	4 392	-	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	25 72
1961	5 072	-	5 072	19 019	24 091	110 950	12 666	18 353	5 738	24 69
1962	5 609	20	5 629	19 338	24 967	116 135	13 257	18 937	6 030	24 70
1963	6 180	20	6 200	20 101	26 301	121 510	13 871	20 783	5 518	21 67
1964	6 694	20	6 714	20 313	27 027	133 949	15 291	22 516	4 511	17 68
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	18 68
1966	8 307	20	8 327	22 438	30 765	156 956	17 917	25 921	4 844	16 69
1967	9 373	240	9 613	23 353	32 966	165 812	18 928	27 812	5 154	16 68
1968	10 711	240	10 951	24 957	35 908	175 845	20 074	30 300	5 608	16 66
1969	12 321	240	12 561	27 031	39 592	188 649	21 535	32 092	7 500	19 67
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	201 298	22 979	34 592	8 234	19 66
1971	14 504	1 570	16 075	30 601	46 676	211 492	24 143	35 720	10 956	23 68
1972	15 318	2 126	17 444	32 500	49 944	229 692	26 220	38 921	11 023	22 67
1973	17 711	2 400	20 111	34 266	54 376	248 013	28 311	42 699	11 677	21 66
1974	18 085	2 666	20 751	36 779	57 530	266 244	30 393	42 528	15 002	26 72
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 382	30 295	46 187	15 165	25 66
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 214	32 445	49 537	16 456	25 65
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 588	34 200	52 001	18 574	26 64
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 161	36 091	54 106	19 812	27 66
1979	27 025	5 866	32 891	44 005	76 896	322 718	36 840	55 699	21 197	28 66
1980††	27 853	5 866	33 719	47 919	81 638	339 443	38 749	61 451	20 187	25 63

1920-1955: figures are approximate, computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for own use. 1920-1955 Canadian Energy Prospects (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957. 1956-1980, Statistics Canada Publication 57-202.

Average demand = Energy consumption ÷ 8 760 (h/yr).

Statistics Canada Publication 57-204.

Generation reserve data is based on capacity. These figures differ from those presented by Statistics Canada Publication 57-204 as latter are based on capability.

Load factor = Average demand ÷ Peak demand.

Preliminary data.

Table A2. Installed and Proposed Generating Capacity, 1980

Province	Hydro	Nuclear	Conventional thermal*	Total	Percentage of Canadian total
					(%)
			(MW)		
Newfoundland	6 444	-	744	7 188	9
Prince Edward Island	-	-	118	118	†
Nova Scotia	363	-	1 675	2 038	3
New Brunswick	893	-	1 892	2 785	3
Québec	19 095	266	1 114	20 476	25
Ontario	7 086	5 600	13 033	25 719	32
Manitoba	3 641	-	500	4 141	5
Saskatchewan	577	-	1 755	2 333	3
Alberta	718	-	5 082	5 800	7
British Columbia	8 995	-	1 772	10 767	13
Yukon	58	-	36	94	†
Northwest Territories	47	-	132	179	†
CANADA at Dec. 31, 1980‡	47 919	5 866	27 852	81 638	100
Percentage of total capacity, end 1980	59	7	34	100	-
Net additions during 1980‡	3 915	-	827	4 742	-
Planned additions during 1981	999	-	743	1 742	-

*Details provided in Table 2. Conventional thermal includes steam, gas turbine, internal combustion.

†Less than 0.5%.

‡Preliminary data.

Table A3. Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type, Preliminary Figures as of Dec. 31, 1980

Province	Steam					Gas turbine			Internal combustion			All conventional thermal			
	Coal	Oil	Gas	Other*	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total	Coal	Oil	Gas	Other*
						(MW)									
Newfoundland	-	503	-	-	503	170	-	170	71	-	71	-	742	-	2
Prince Edward Island	-	71	-	-	71	41	-	41	7	-	7	-	119	-	-
Nova Scotia	639	826	4	-	1 469	205	-	205	1	-	1	639	1 032	4	-
New Brunswick	285	1 556	-	23	1 864	23	-	23	5	-	5	285	1 584	-	23
Québec	-	636	4	16	656	313	-	313	147	-	147	-	1 096	4	16
Ontario	8 764	2 330	1 412	67	12 573	451	-	451	4	6	10	8 764	2 785	1 418	67
Manitoba	419	24	4	-	447	24	-	24	29	-	29	419	77	4	-
Saskatchewan	1 486	-	128	21	1 635	-	104	104	17	-	17	1 486	17	232	21
Alberta	3 269	66	1 288	75	4 698	-	345	345	10	30	39	3 269	76	1 663	75
British Columbia	-	104	969	206	1 279	188	167	355	119	18	137	-	411	1 154	206
Yukon	-	-	-	-	-	-	-	-	36	-	36	-	36	-	-
Northwest Territories	-	1	-	-	1	-	-	-	131	-	131	-	132	-	-
CANADA	14 862	6 117	3 809	408	25 196	1 415	615	2 030	575	54	629	14 862	8 104	4 478	408

*Mainly wood wastes and black liquor.

Table A4. Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures 1980

Province	Conventional thermal				Nuclear	Hydro	Total	Percentage generated by		
	Coal*	Oil*	Gas*	Total				Percentage of total generation	Industrial Utilities establishment	
	(GWh)							(%)		
Newfoundland	-	1 398	-	1 398	-	44 860	46 258	12.6	98.9	1.1
Prince Edward Island	-	127	-	127	-	-	127	0.0	100.0	0.0
Nova Scotia	2 611	3 349	-	5 960	-	903	6 863	1.9	92.9	7.1
New Brunswick	698	5 919	-	6 617	-	2 666	9 283	2.5	92.1	7.9
Quebec	-	247	-	247	-	97 560	97 807	26.7	82.5	17.5
Ontario	31 014	141	2 899	34 054	35 880	40 192	110 125	30.0	95.9	4.1
Manitoba	366	-	-	366	-	19 096	19 462	5.3	99.6	0.4
Saskatchewan	5 816	-	823	6 639	-	2 549	9 188	2.5	95.5	4.5
Alberta	16 855	-	4 838	21 692	-	1 699	23 391	6.4	93.7	2.3
British Columbia	-	536	1 938	2 474	-	40 860	43 334	11.8	70.3	29.7
Yukon	-	63	-	63	-	322	384	0.1	100.0	0.0
Northwest Territories	-	163	-	163	-	292	455	0.1	94.7	5.3
CANADA	57 359	11 943	10 498	79 800	35 880	250 998	366 677	100.0	89.6	10.4

* Estimated values.

SOURCE: Statistics Canada.

Table A5. Provincial Electricity Imports and Exports

Province	Year	Interprovincial trade			International trade			T net exp
		Exports	Imports	Net exports	Exports	Imports	Net exports	
(GWh)								
Newfoundland	1980	37 829	-	37 829	-	-	-	37 829
	1979	35 290	-	35 290	-	-	-	35 290
	1978	36 978	-	36 978	-	-	-	36 978
Prince Edward Island	1980	-	388	-388	-	-	-	-388
	1979	-	361	-361	-	-	-	-361
	1978	-	269	-269	-	-	-	-269
Nova Scotia	1980	227	173	54	-	-	-	54
	1979	151	502	-351	-	-	-	-351
	1978	40	521	-481	-	-	-	-481
New Brunswick	1980	561	3 902	-3 341	3 871	54	3 816	-3 341
	1979	863	3 739	-2 876	3 890	24	3 866	-2 876
	1978	533	2 848	-2 315	2 550	47	2 502	-2 315
Québec	1980	9 429	37 874	-28 445	8 107	6	8 101	-28 445
	1979	9 016	35 519	-26 503	7 663	5	7 658	-26 503
	1978	11 760	37 480	-25 720	1 402	21	1 381	-25 720
Ontario	1980	45	7 302	-7 257	11 314	249	11 066	-7 257
	1979	253	7 257	-7 004	12 193	420	11 774	-7 004
	1978	10	9 918	-9 908	10 765	749	10 015	-9 908
Manitoba	1980	3 127	950	2 177	3 529	192	3 337	2 177
	1979	3 090	797	2 293	4 080	1	4 080	2 293
	1978	1 756	830	926	3 057	30	3 028	926
Saskatchewan	1980	955	1 579	-624	-	-	-	-624
	1979	776	1 261	-485	-	-	-	-485
	1978	537	790	-253	-	-	-	-253
Alberta	1980	385	105	280	-	2	-2	280
	1979	395	107	288	-	2	-2	288
	1978	280	227	53	-	2	-2	53
British Columbia	1980	100	385	-285	3 354	2 437	917	-285
	1979	104	395	-291	3 552	1 342	2 210	-291
	1978	227	280	-53	2 664	1 242	1 421	-53
Yukon	1980	-	-	-	-	-	-	-
	1979	-	-	-	-	-	-	-
	1978	-	-	-	-	-	-	-
Northwest Territories	1980	-	-	-	-	-	-	-
	1979	-	-	-	-	-	-	-
	1978	-	-	-	-	-	-	-
CANADA	1980	-	-	-	30 174	2 940	27 234	-
	1979	-	-	-	31 378	1 792	29 586	-
	1978	-	-	-	20 437	2 092	18 345	-

Table A6. Generation Capacity by Type

	Steam	Gas turbine	Internal combustion	Nuclear	Total thermal	Hydro	Total
(MW)							
NEWFOUNDLAND							
Total end 1979	502.60	170.39	71.01	-	744.00	6 369.26	7 113.25
Additions 1980	-	-	-	-	-	75.00	75.00
Total end 1980	502.60	170.39	71.01	-	744.00	6 444.26	7 188.25
Additions proposed							
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	25.00	-	-	25.00	84.00	84.00
Total end 1983	502.60	195.39	71.01	-	769.00	6 528.26	7 297.25
PRINCE EDWARD ISLAND							
Total end 1979	70.50	40.85	6.89	-	118.24	-	118.24
Additions 1980	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1979	70.50	40.85	6.89	-	118.24	-	118.24
Additions proposed							
1981	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1981	70.50	40.85	6.89	-	118.24	-	118.24
NOVA SCOTIA							
Total end 1979	1 319.03	205.00	0.60	-	1 524.63	359.90	1 884.53
Additions 1980	150.00	-	-	-	150.00	3.50	153.50
Total end 1980	1 469.03	205.00	0.60	-	1 674.63	363.40	2 038.03
Additions proposed							
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	2.50	2.50
1983	-	-	-	-	-	20.00	20.00
1984	150.00	-	-	-	150.00	-	150.00
1985	150.00	-	-	-	150.00	-	150.00
Total end 1985	1 769.03	205.00	0.60	-	1 974.63	385.90	2 360.53
NEW BRUNSWICK							
Total end 1979	1 863.63	23.38	4.84	-	1 891.84	793.25	2 685.09
Additions 1980	-	-	-	-	-	100.00	100.00
Total end 1980	1 863.63	23.38	4.84	-	1 891.84	893.25	2 785.09
Additions proposed							
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	630.00	630.00	-	630.00
Total end 1982	1 863.63	23.38	4.84	630.00	2 521.84	893.25	3 415.09

Table A6. (continued)

	Steam	Gas turbine	Internal combustion	Nuclear	Total thermal	Hydro	Total
	(MW)						
QUÉBEC							
Total end 1979	655.26	312.66	146.55	266.40	1 380.87	16 764.17	18 145.24
Additions 1980	-	-	-	-	-	2 331.00	2 331.00
Total end 1980	655.26	312.66	146.55	266.40	1 380.87	19 095.17	20 476.24
Additions proposed						999.00	999.00
1981	-	-	-	-	-	1 242.00	1 242.00
1982	-	-	-	-	-	1 536.00	2 227.00
1983	-	-	6.00	685.00	691.00	2 243.00	2 243.00
1984	-	-	-	-	-	1 574.00	1 580.00
1985	-	-	6.00	-	6.00	-	6.00
1986	-	-	6.00	-	6.00	510.00	516.00
1987	-	-	6.00	-	6.00	1 275.00	1 275.00
1988	-	-	-	-	-	1 449.00	1 449.00
1989	-	-	-	-	-	456.00	456.00
1990	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1990	655.26	312.66	170.55	951.40	2 089.87	30 379.17	32 469.08
ONTARIO							
Total end 1979	12 572.21	450.64	10.02	5 600.00	18 632.87	7 085.63	25 718.50
Additions 1980	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1980	12 572.21	450.64	10.02	5 600.00	18 632.87	7 085.63	25 718.50
Additions proposed					368.00	-	368.00
1981	298.00	70.00	-	-	-	54.00	368.00
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	28.00	-	1 788.00	1 816.00	-	1 816.00
1984	206.00	-	-	1 788.00	1 994.00	-	1 994.00
1985	-	42.00	-	-	42.00	-	42.00
1986	-	-	-	756.00	756.00	-	756.00
1987	-	-	-	756.00	756.00	-	756.00
1988	206.00	14.00	-	881.00	1 101.00	-	1 101.00
1989	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
1990	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
1991	-	-	-	881.00	881.00	-	881.00
Total end 1991	13 282.21	604.64	10.02	14 212.00	28 108.87	7 139.63	35 242.70
MANITOBA							
Total end 1979	447.00	23.80	29.13	-	499.93	3 641.10	4 141.93
Additions 1980	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1980	447.00	23.80	29.13	-	499.93	3 641.10	4 141.93
Additions proposed							
1980-1990	-	-	-	-	-	360.00	360.00
1991	-	-	-	-	-	480.00	480.00
1992	-	-	-	-	-	360.00	360.00
1993	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1993	447.00	23.80	29.13	-	499.93	4 841.10	5 340.03

Table A6. (continued)

	Steam	Gas turbine	Internal combustion	Nuclear	Total thermal	Hydro	Total
(MW)							
ASKATCHEWAN							
Total end 1979	1 334.96	103.92	16.60	-	1 455.48	577.14	2 032.62
Additions 1980	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
Total end 1980	1 634.96	103.92	16.60	-	1 755.48	577.14	2 332.66
Additions proposed							
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	300.00	-	-	-	300.00	-	300.00
1983	-	-	-	-	-	-	-
1984	-	-	-	-	-	-	-
1985	-	-	-	-	-	168.00	168.00
1986	-	-	-	-	-	84.00	84.00
Total end 1986	1 934.96	103.92	16.60	-	2 055.48	829.14	2 884.62
ALBERTA							
Total end 1979	4 322.93	344.50	39.40	-	4 706.83	718.30	5 425.13
Additions 1980	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
Total end 1980	4 697.93	344.50	39.40	-	5 081.83	718.30	5 800.13
Additions proposed							
1981	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1984	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1985	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1986	375.00	-	-	-	375.00	-	375.00
1987	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
1988	400.00	-	-	-	400.00	-	400.00
Total end 1988	7 422.93	344.50	39.40	-	7 806.83	718.30	8 525.13
BRITISH COLUMBIA							
Total end 1979	1 279.29	354.94	137.34	-	1 771.56	7 590.28	9 361.84
Additions 1980	-	-	-	-	-	1 405.00	1 405.00
Total end 1980	1 279.29	354.94	137.34	-	1 771.56	8 995.28	10 766.84
Additions proposed							
1981	-	-	-	-	-	-	-
1982	-	-	-	-	-	-	-
1983	-	-	-	-	-	921.50	921.50
1984	-	-	-	-	-	921.50	921.50
1985	-	-	-	-	-	-	-
1986	-	-	-	-	-	-	-
1987	-	-	-	-	-	300.00	300.00
1988	560.00	-	-	-	560.00	600.00	1 160.00
1989	560.00	-	-	-	560.00	80.00	640.00
1990	560.00	-	-	-	560.00	320.00	880.00
1991	560.00	-	-	-	560.00	-	560.00
Total end 1991	3 519.29	354.94	137.34	-	4 011.56	12 138.28	16 149.84

Table A6. (continued)

	Steam	Gas turbine	Internal combustion	Nuclear	Total thermal	Hydro	To
	(MW)						
YUKON							
Total end 1979	-	-	35.72	-	35.72	58.14	93
Additions 1980	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1980	-	-	35.72	-	35.72	58.14	93
Additions proposed 1981	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1981	-	-	35.72	-	35.72	58.14	93
NORTHWEST TERRITORIES							
Total end 1979	0.60	-	128.89	-	129.49	47.36	176
Additions 1980	-	-	2.21	-	2.21	-	2
Total end 1980	0.60	-	131.10	-	131.70	47.36	179
Additions proposed 1981	-	-	-	-	-	-	-
Total end 1981	0.60	-	131.10	-	131.70	47.36	179
CANADA							
Total end 1979		24 367.99	2 030.07	626.98	5 866.40	32 891.45	44 004.52
Additions 1980		825.00	-	2.21	-	827.21	3 914.50
Total end 1980		25 192.99	2 030.73	629.19	5 866.40	33 718.66	47 919.02
Additions proposed							
1981		673.00	70.00	-	-	743.00	999.00
1982		300.00	-	-	630.00	930.00	1 382.50
1983		400.00	53.00	6.00	2 473.00	2 932.00	2 477.50
1984		756.00	-	-	1 788.00	2 544.00	3 164.50
1985		525.00	42.00	6.00	-	573.00	1 742.00
1986		375.00	-	6.00	756.00	1 137.00	84.00
1987		400.00	-	6.00	756.00	1 162.00	810.00
1988		1 166.00	14.00	-	881.00	2 061.00	1 875.00
1989		560.00	-	-	881.00	1 441.00	1 529.00
1990		560.00	-	-	881.00	1 441.00	776.00
1991		560.00	-	-	881.00	1 441.00	360.00
1992		-	-	-	-	-	480.00
1993		-	-	-	-	-	360.00
Total end 1993		31 467.99	2 209.07	653.19	15 793.40	50 123.66	63 958.52

Table A7. Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station. Major 1980 Additions and Projected, 1981-1991

Province	Station	Type	Additions in 1980	Year	Additions proposed	Proposed plant capacity
			(MW)			(MW)
Newfoundland	Hind's Lake	Hydro	75			
	Port aux Basques	Gas turbine	-	1983	25	75.00
	Upper Salmon	Hydro	-	1982	84	25.00
Nova Scotia	Lingan	Steam (coal)	150	1984	150	84.00
	Annapolis Royal	Hydro	-	1985	150	600.00
	Gisborne Canal	Hydro	-	1983	20	20.00
	Fourth Lake	Hydro	3.5			3.50
	South Lake	Wind	-	1982	2.5	2.50
			0.20			0.20
New Brunswick	Mactaquac	Hydro	100			
	Point Lepreau	Nuclear	-	1982	630	617.80
Quebec	Delaney	Hydro	-	1987	2 x 255	630.00
				1988	5 x 255	
				1989	3 x 255	2550.00
	Gentilly 2	Nuclear	-	1983	685	685.00
	Iles-de-la-Madeleine	Internal combustion	-	1983	6	
				1985	6	
				1986	6	
				1987	6	42.00
	La Grande— LG-1	Hydro	-	1989	6 x 114	
				1990	4 x 114	1140.00
	LG-2	Hydro	7 x 333	1981	3 x 333	
				1982	2 x 333	5328.00
	LG-3	Hydro	-	1982	3 x 192	
				1983	8 x 192	
				1984	1 x 192	2304.00
	LG-4	Hydro	-	1984	7 x 293	
				1985	2 x 293	2637.00
	Manic 5	Hydro	-	1985	4 x 247	2280.00
	Atikokan	Steam (coal)	-	1984	206	
				1988	206	412.00
	Bruce B	Nuclear	-	1983	756	
				1984	756	
				1986	756	
				1987	756	
		Gas turbine	-	1981	2 x 14.0	
				1983	2 x 14.0	3080.00
	Darlington	Nuclear	-	1988	881	
				1989	881	
				1990	881	
				1991	881	
		Gas turbine	-	1985	3 x 14.0	
				1988	1 x 14.0	3580.00
	Pickering B	Nuclear	-	1983	2 x 516	
				1984	2 x 516	
		Gas turbine	-	1981	6 x 7.0	2106.00
	St. Mary's	Hydro	-	1982	3 x 18	54.00
	Thunder Bay	Steam (coal)	-	1981	2 x 149	447.00

Table A7. (concluded)

Province	Station	Type	Additions in 1980	Year	Additions proposed	Proposed plant capacity
			(MW)			(MW)
Manitoba	Limestone	Hydro	-	1991	3 x 120	
				1992	4 x 120	
				1993	3 x 120	1 200.0
Saskatchewan	Poplar River	Steam (coal)	300	1982	300	600.0
	Nipawin	Hydro	-	1985	2 x 84.0	252.0
				1986	1 x 84.0	
Alberta	Battle River	Steam (coal)	-	1981	375	737.0
	Keephills	Steam (coal)	-	1983	400	
				1984	400	800.0
	Sheerness	Steam (coal)	-	1985	375	
				1986	375	750.0
	Sundance	Steam (coal)	375			2 100.0
	Genesee	Steam (coal)	-	1987	400	
				1988	400	800.0
British Columbia	Gordon M Shrum	Hydro	300			2 416.0
	Peace Canyon	Hydro	4 x 175			700.0
	Revelstoke	Hydro	-	1983	2 x 460.75	
				1984	2 x 460.75	1 843.0
	Seven Mile	Hydro	2 x 202.5			607.5
	Hat Creek	Steam (coal)	-	1988	560	
				1989	560	
				1990	560	
				1991	560	2 240.0
	Murphy Creek	Hydro	-	1989	2 x 40	
				1990	8 x 40	400.0
	Peace Site C	Hydro	-	1987	2 x 150	
				1988	4 x 150	900.0
Northwest Territories	Various communities	Internal combustion	2.21			



Energy, Mines and
Resources Canada

Énergie, Mines et
Ressources Canada

CAI
MT51
-S22

Electric Power in Canada 1981

Canada

Cover: Spillway at Hydro-Québec's LG-2
generating station. The 5328 MW
hydro plant, the largest in Canada,
was completed in 1981.

Photographs provided through the courtesy of:
Hydro-Québec
New Brunswick Electric Power Commission
Nova Scotia Power Corporation
Ontario Hydro

Electric Power in Canada 1981



Electrical Branch
Energy Policy Sector
Department of Energy, Mines and Resources

Published under the authority of the Minister
of Energy, Mines and Resources
Government of Canada



CONTENTS

5	Definitions and Abbreviations
6	Consumption, Production and Capacity
12	Developments in 1981 Federal Policy Developments Provincial Policy Developments and Issues
13	Electricity North of 60°: The Territories
18	Electricity Used for Space and Water Heating
20	Fuel Use
22	Forecast Electricity Demand, Production and Capacity
25	Exports and Imports
28	Industry Structure
29	Capital Investment
32	Financing
34	Costing and Pricing
39	Alternate Energy Sources
42	Research and Development
45	Environmental Issues
47	Selected Bibliography
48	Appendices

TABLES

PAGE

PA

1. Statistical Summary: Totals for Canada 1980-1981	6	18. Existing Provincial Interconnections
2. Provincial Electricity Supply and Demand	7	19. Proposed Provincial Interconnections
3. Changes in Installed Capacity during 1981	9	20. Production by Utilities and Industrial Establishments, 1970-1981
4. Statistical Comparison of the Yukon and Northwest Territories	14	21. Electric Utility Assets and Revenue, 1980
5. Installed Capacity in the Territories, December 31, 1981	15	22. Electrical Utility Capital Investment
6. Generation in the Territories, 1971-1981	16	23. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service
7. Proposed Capacity Additions in the Yukon and Northwest Territories	17	24. Forecast of Electric Utilities Capital Expenditures
8. Percentage Use of Each Energy Type for Water Heating	19	25. Historical Electric Utility Investment
9. Percentage Use of Each Energy Type for Space Heating	19	26. Electrical Utility Financial Structure
10. Historical Penetration Rate of Electricity for Space Heating in New Households	20	27. Average Revenue from Electricity Sales by Province
11. Forecast Penetration Rate of Electricity for Space and Water Heating in New Households	20	28. Monthly Electricity Costs for Selected Canadian Cities, January 1981
12. (a) Fuel Use by Utilities, 1980	21	29. Average Annual Rate Increases, 1974-1981
(b) Fuel Use by Utilities, 1980	21	A1. Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1981
13. Historical and Forecast Annual Growth Rates for Real GNP, Population, Primary and Electrical Energy	22	A2. Installed and Proposed Generating Capacity, 1981
14. (a) Forecasts of Generating Capacity by Type, Canada	24	A3. Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type, Preliminary Figures as of Dec. 31, 1981
(b) Forecasts of Production By Source, Canada	24	A4. Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures, 1981
15. International Electricity Trade, 1977-1981	26	A5. Provincial Electricity Imports and Exports
16. Major Interconnections Between Canada and the United States	26	A6. Generation Capacity by Type
17. Planned Interconnections to the United States	28	A7. Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station, Major 1981 Additions and Projected, 1982-1994

FIGURES	PAGE		PAGE
1. Sectoral Percentage of Total Electricity Demand in Canada	8	6. Electrical Energy Forecast	23
2. Capacity and Production by Region and Energy Source	9	7. Electrical Energy, Net Transfers and Exports, 1981	27
3. Installed Capacity and Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, 1981	10	8. Price Index Trends in Electric Utility Construction, 1965-1981	34
4. Historical Installed Capacity, 1915-1981	11	9. Unit Cost of Fossil Fuel for Electricity Production, 1960-1980	36
5. Historical Relationship Between Per Capita Electricity Demand and Per Capita Real Gross National Product	22	10. Average Interest on Public Utility New Long-Term Debt, 1960-1981	37
		11. Price Indices, 1949-1981	38

DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS

Capacity:	The rated ability of facilities to produce or deliver power at a given point in time; for example, installed generating capacity means the maximum amount of power that can be generated at a given point in time.		
Power:	The time rate at which electrical energy is made available, typically measured in kilowatts.		
Production:	Generation of electrical energy, typically measured in kilowatt-hours.		
Consumption:	Use of electrical energy, typically measured in kilowatt-hours.		
Power:	kW – kilowatts MW – megawatts = 1 000 kW GW – gigawatts = 1 000 000 kW TW – terawatts = 1 000 000 000 kW		
Energy:	kWh – kilowatt-hours MWh – megawatt-hours = 1 000 kWh GWh – gigawatt-hours = 1 000 000 kWh TWh – terawatt-hours = 1 000 000 000 kWh		
Voltage:	kV – kilovolt		

CONSUMPTION, PRODUCTION and CAPACITY

Consumption

It can be seen in Table 1 that Canadian electricity demand increased by 1.1% during 1981 to an estimated 343 700 GWh. This low rate of growth contrasts with an estimated 3% increase in real Gross National Product (GNP) with which electricity demand has historically had a high degree of correlation. One factor accounting for the low growth in electricity demand was unusually mild weather conditions in a number of regions during the heating season, both at the beginning and end of 1981. In addition, reduced industrial activity in the second half of the year, particularly in the Maritime provinces, also affected growth. However, electricity demand was considerably stronger than that for oil and gas which declined an estimated 7% and 3% respectively.

Table 2, which illustrates electricity demand for each province, shows that Alberta experienced the strongest growth in demand during 1981. Manitoba showed the largest reduction, while in the other provinces electricity demand changed only marginally from 1980 levels.

In the ten-year period since 1970, consumption patterns by sector have changed to some extent, although the general pattern remains the same. The industrial sector consumes the greatest share of the electrical demand, followed by the residential and commercial sectors. However, the amount of the respective shares has changed. Figure 1 illustrates that the residential share of demand has increased substantially while the industrial share has dropped. The commercial sector has also increased to a small extent.

Table 1. Statistical Summary: Totals for Canada 1980-1981

	1981	1980	Percentage Change	Ta Referen
Total Demand for Electricity (GWh)	343 748	340 069	1.08	
Total Generation (GWh)	377 622	367 306	2.81	
by: hydro	262 253	251 217	4.39	
nuclear	37 799	35 863	5.40	
conventional thermal	77 570	80 226	-3.31	
Total Net Exports (GWh)	33 875	27 237	24.37	
total imports	1 497	2 939	-49.06	
total exports	35 372	30 176	17.22	
Total Capacity at December 31, 1981 (MW)	83 308	81 052	2.78	
hydro	49 215	47 536	3.53	
nuclear	5 600	5 600	—	
conventional thermal	28 493	27 916	2.07	
Total Net Additions to Capacity During 1981 (MW)	2 256	4 742	-52.43	
hydro	1 679	3 915	-57.11	
nuclear	—	—	—	
conventional thermal	577	827	-30.23	

*The tables indicated provide data on a provincial basis



Foreground: construction of the Bruce B Station
Background: Bruce B Heavy Water Plant, in service since 1981. Sister plant, Bruce A (not shown), provided the largest share of electricity in Ontario for the first time ever in 1981. Excess steam from these plants is to be used by industries adjacent to the plant.

Production

Total electricity production increased 3% from 1980, to an estimated 377 2 GWh in 1981. Hydro generation accounted for 70%, nuclear 10%, and the remaining 20% was from conventional thermal sources. This increase is related to an increase of 1.1% to meet domestic consumption and a 24.4% increase in net exports to the United States.

A significant occurrence during 1981 was the fact that, for the first time, nuclear generation was the largest contributor to the province's electrical supply. In Ontario, nuclear generation represented 34% of the province's total generation while representing only 22% of total installed capacity. This corresponds to an annual

capacity factor of 77%. Eight of Ontario's CANDU units placed in the top fifteen positions in a reliability rating of the world's largest nuclear reactors, including the first six positions in the rankings. This outstanding performance attests to the very effective operating performance of the CANDU reactors.

Capacity

Preliminary figures for additions to generating capacity during 1981 total 2 256 MW. This raises total installed capacity to 83 308 MW, an increase of 2.8% from 1980. Hydro capacity additions totalled 1679 MW, 74% of the total, and conventional thermal additions were 26%. There were no additions to nuclear capacity in 1981. These additions are shown in Table 3.

A major event during 1981 was the completion of the last five 333 MW units of Hydro-Québec's La Grande Site 2 (LG-2) project. The first of the generating stations of the James Bay hydro projects, it was completed ahead of schedule and within its budget, which is a significant

Table 2. Provincial Electricity Supply and Demand

Province	Year	Generation	Net Exports (GWh)	Total Provincial Demand	1980-81 Demand Growth	1976-81 Compound Annual Growth (%)	1971-81 Compound Annual Growth
Newfoundland	1981	44 665	36 039	8 626	0.95	3.82	6.10
	1980	46 374	37 829	8 545			
Prince Edward Island	1981	31	-484	514	-0.96	2.96	6.51
	1980	127	-392	519			
Nova Scotia	1981	6 569	-192	6 761	-0.78	2.22	5.07
	1980	6 868	54	6 814			
New Brunswick	1981	8 936	147	8 789	-0.54	2.82	6.65
	1980	9 323	486	8 837			
Québec	1981	102 905	-17 584	120 489	1.89	5.12	5.47
	1980	97 917	-20 336	118 253			
Ontario	1981	110 039	3 322	106 717	0.19	2.11	3.88
	1980	110 284	3 774	106 510			
Manitoba	1981	18 431	4 929	13 502	-3.06	2.20	3.93
	1980	19 468	5 540	13 928			
Saskatchewan	1981	9 674	-222	9 896	0.69	5.71	5.70
	1980	9 204	-624	9 828			
Alberta	1981	24 497	92	24 405	5.32	8.49	8.35
	1980	23 451	279	23 172			
British Columbia	1981	51 005	7 827	43 175	0.90	3.22	4.05
	1980	43 416	628	42 788			
Yukon	1981	392	-	392	2.89	1.27	5.12
	1980	381	-	381			
Northwest Territories	1981	480	-	480	-2.83	1.48	4.88
	1980	494	-	494			
CANADA	1981	377 622	33 875	343 748	1.08	3.83	4.91
	1980	367 306	27 237	340 069			

achievement. LG-2 is now the largest single generating station in Canada at 5328 MW, followed by the 5225 MW plant at Churchill Falls. Two other plants (LG-3 and LG-4) totalling 5941 MW, are planned in Phase I of the La Grande complex, which will be completed by 1985.

Details of capacity by energy source and by region are given in Figure 2, while Figure 3 indicates the type of installed capacity and electricity production by principal energy source for each province and Territory. Figure 4 shows the historical installed capacity mix.

Figure 1
Sectoral Percentage of Total Electricity Demand in Canada

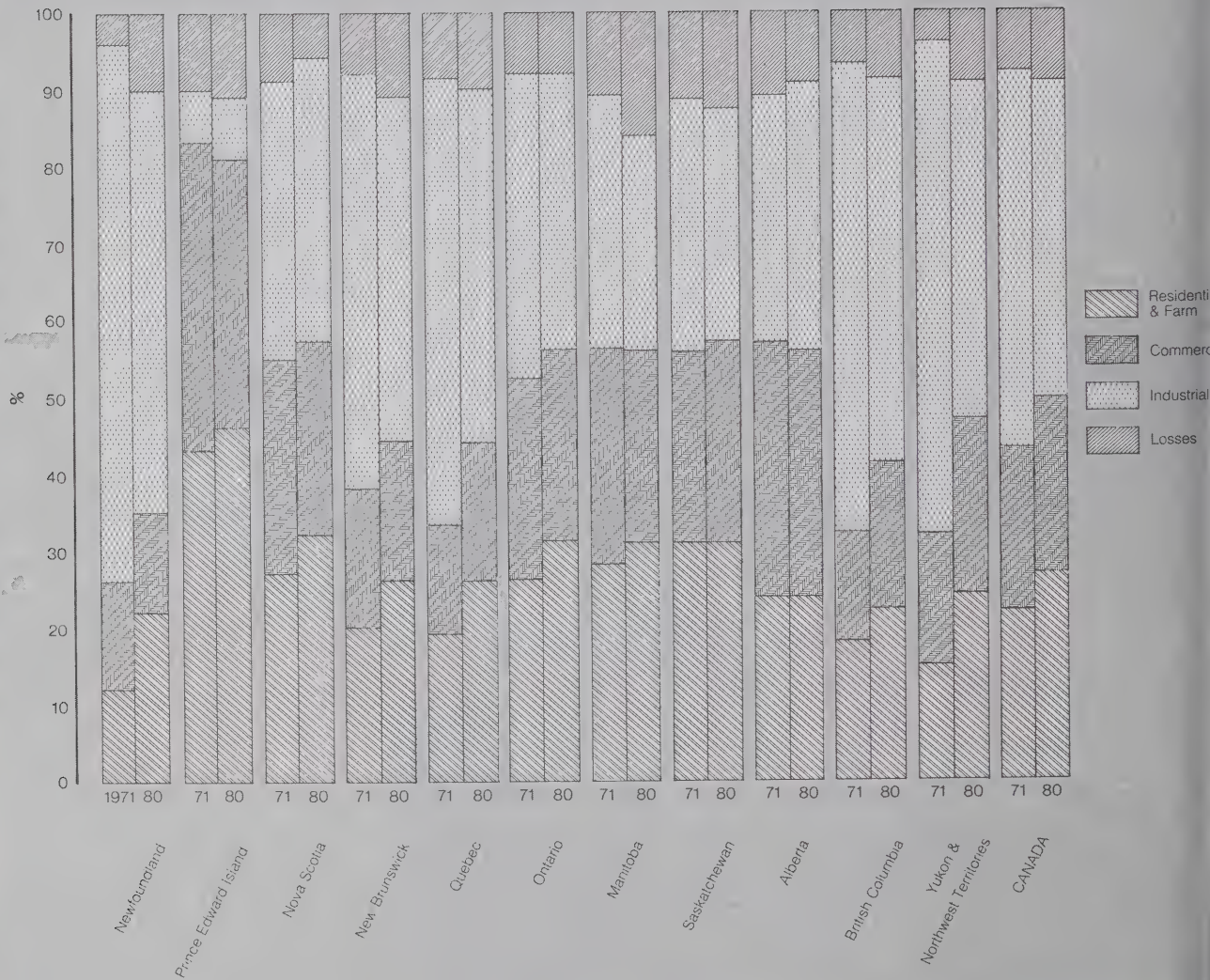


Table 3. Changes in Installed Capacity During 1981

Province	Project Name	Plant Type	Number of Units	Capacity (MW)
Additions				
Quebec	Beauharnois	hydro	1	46.75
	Bryson	hydro	1	25.00
	La Grande - 2	hydro	5	1 665.00
	Various locations	internal combustion	37	10.54
Ontario	Thunder Bay	steam (coal)	1	149.00
	Pickering B	gas turbine	6	42.00
Alberta	Battle River	steam (coal) (Alberta Power Limited)	1	375.00
TOTAL ADDITIONS				2 313.29
Removed from Service				
Quebec	Beauharnois	hydro	1	37.30
	Bryson	hydro	1	20.00
TOTAL REMOVED				57.30
TOTAL NET ADDITIONS				2 255.99

Provincially owned utilities except where indicated.

Figure 2

Capacity and Production by Region and Energy Source

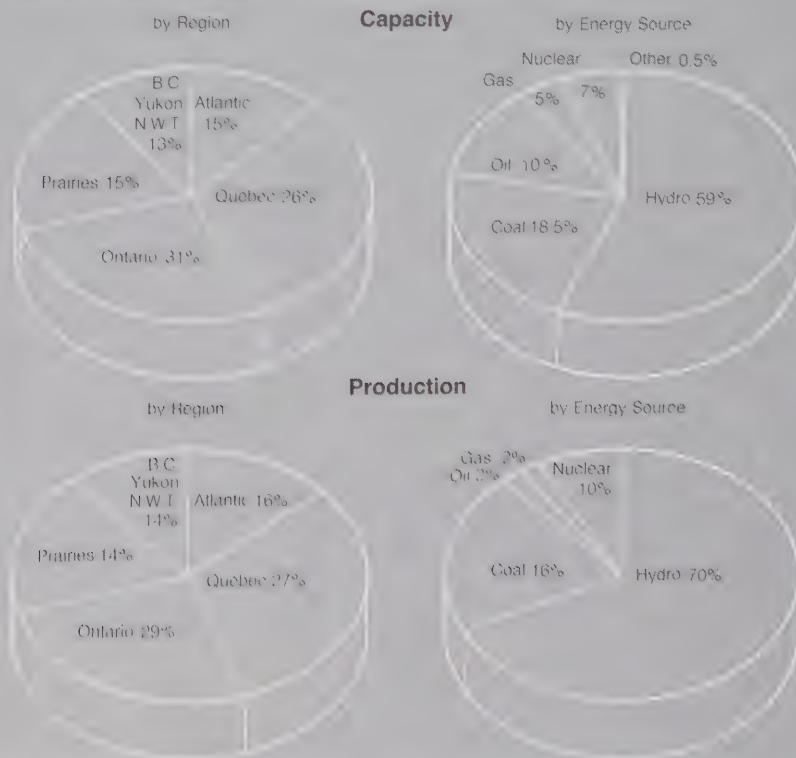


Figure 3

Installed Capacity and Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, 1981

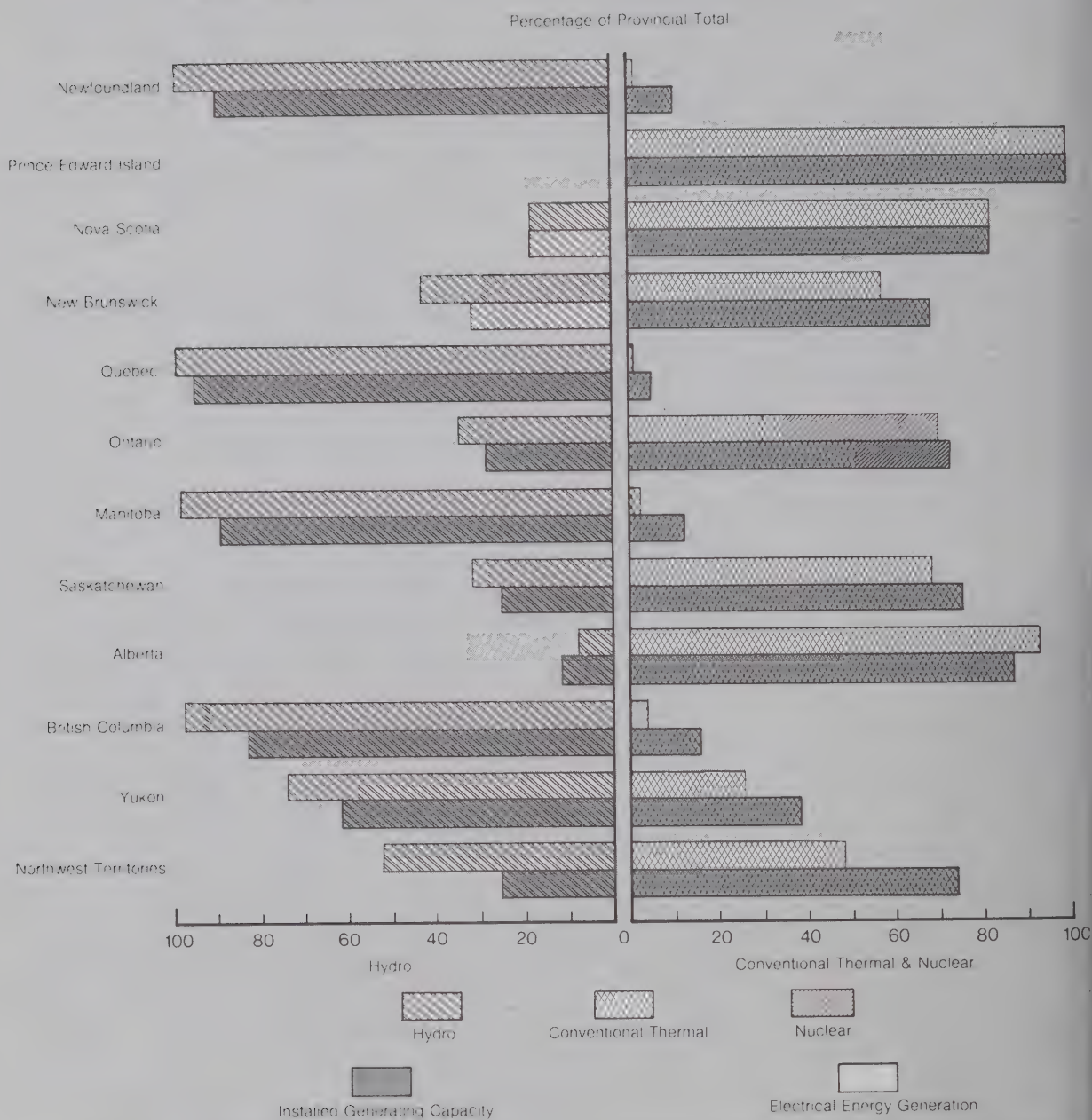
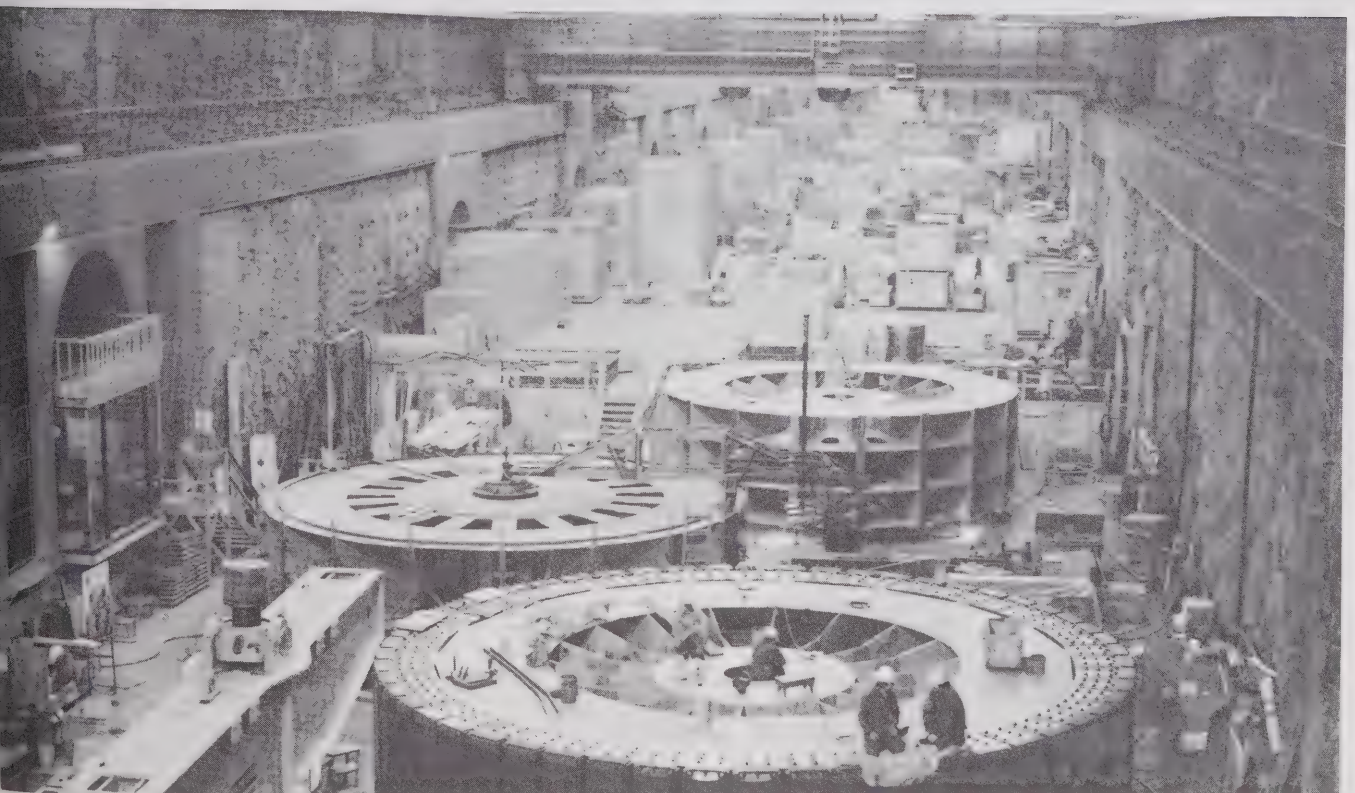
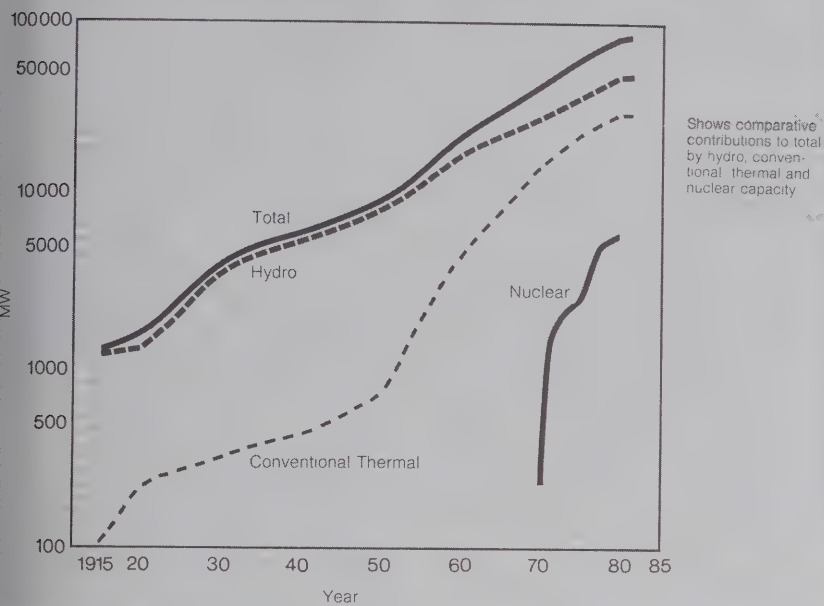


Figure 4

Historical Installed Capacity, 1915-1981



View of machine room during construction phase of Hydro-Québec's LG-2 power house, shows work in progress for installation of turbine generators; completed 1981.

DEVELOPMENTS IN 1981

The following sections provide an overview of some of the more significant events relevant to electricity supply and demand in Canada during 1981.

Federal Policy Developments

Federal energy policy in 1981 focused on the implementation of the National Energy Program, announced in October 1980. A major thrust of this policy is to reduce Canada's dependence on oil by 1990 to 10% of energy used in the industrial, commercial and residential sectors. One of the results will be that electricity will play a greater role in the supply of primary energy. It is anticipated that by 1990, 44% of primary energy will be supplied in the form of electricity, compared to 38% in 1981, and 37% in 1980.

The Role of Electricity in the Canada Oil Substitution Program (COSP)

The Canada Oil Substitution Program was launched in May 1981. It provides taxable grants for up to 50% of the cost of converting from oil to gas, electricity, or renewable energies for space and water heating, to an \$800 maximum.

The program is administered by the gas and electric utilities for gas and electric conversions, and by Energy, Mines and Resources Canada offices in each province for renewables. Conversions to electricity are acceptable without any restrictions in Manitoba, Ontario and New Brunswick. Some restraints on conversions to electricity, imposed by EMR and the Provinces, are outlined below. Electric conversions are not eligible for the grant in mainland B.C. where natural gas is available, and not at all on Vancouver Island. No electric conversions are accepted in Saskatchewan. Heat pumps only are accepted in Alberta. Electric conversions are eligible in Québec only if houses are weatherized to meet provincial standards and the central-heating distribution systems continue to be used. No electric conversions are eligible in Nova Scotia at this time. Electric conversions are eligible in only four communities in Labrador and not at all in Newfoundland. Restrictions on conversions to electricity in Atlantic Canada are due to the reliance on oil-fired generation.

It is estimated that over the ten-year period of the program there will be over one million conversions to electricity. This

represents 35% of the available stock of oil heated houses today. By the end of 1981, some 27 994 conversions to electricity were assisted by the Federal grant, for a total dollar value of \$21,276,000.00.

Atlantic Energy Conservation Investment Program

A further measure of the National Energy Program, known as the Atlantic Energy Conservation Investment Program, came into effect in September 1981 in Newfoundland, New Brunswick and Prince Edward Island. Directed at the commercial and industrial sectors, the program provides taxable grants of up to 50% of capital costs of conservation projects, to a \$4 million maximum. Eligible projects include modifications to facilities or operations, development of waste heat recovery systems and cogeneration of electricity. Nova Scotia may be included under the program at a later date.

Alberta-Canada Pricing Agreement

In September 1981, the Federal and Alberta Governments reached an agreement concerning the pricing and taxation of crude oil, natural gas, synthetic crude oil and natural gas liquids produced in Alberta. The bulk of the agreement extends from September 1, 1981 to December 31, 1986, and it is expected to have some impact on the supply and demand for electricity. Under the agreement, prices for home heating oil and natural gas are expected to double by 1986. The price of natural gas is likely to rise more rapidly than electricity prices in most provinces. The share of primary electricity, that is, electricity generated from hydro and uranium, in total energy supply is now estimated at 34% by 1990¹, as compared to a 31% share by 1990¹ in pre-agreement forecasts.

The Energy Security Act

Draft legislation for a new Energy Security Act was introduced into Parliament in June 1981. Of particular interest to the electrical sector is the provision that the National Energy Board would be given authority to expropriate rights-of-way for designated interprovincial transmission lines and all new international lines.

¹ Based on EMR's Interfuel Substitution Demand Model

If passed, this part of the Act would preclude legislation concerning electrical transmission corridors on par with that which already exists for oil and gas.

Parliamentary Committee Report on Energy Alternatives and Oil Substitution

In the spring of 1981 a Parliamentary committee released its report on Energy Alternatives and Oil Substitution. The committee's mandate was to explore a report upon utilization of alternative energy sources such as: gasohol, liquified coal, solar energy, methanol, wind and tidal power, biomass, and propane for heating and vehicle use. Special attention was to be paid to their feasibility, impact on balance of payments and overall economic desirability.

The committee was established with the understanding that Canada's energy system should be directed away from hydrocarbons in order to counter environmental problems which could arise in the 21st century, particularly if coal becomes a principal source of energy supply; and to preserve crude oil, natural gas and coal for such non-energy uses as the production of petrochemicals. A number of the recommendations are relevant to the electrical industry.

The committee recommended the adoption, by the federal government, of an energy system based on hydrogen and electricity as the principal energy currencies. It suggested that utilities should be encouraged to utilize cogeneration technology, and recommended greater Canadian involvement in electric vehicle research, development and demonstration.

In isolated communities, financial assistance was recommended to encourage the installation of small hydro units and appropriate technical assistance was suggested for areas where wind-diesel hybrid systems might be installed.

A further economic feasibility study was suggested to review the conclusions of the 1977 Tidal Power Review Board, regarding tidal power development in Bay of Fundy. If favorable results are obtained, a definitive 3-year pre-investment study examining design, engineering, socio-economic, and environmental factors would precede tidal power development.

ELECTRICITY NORTH OF 60°: THE YUKON AND TERRITORIES

The committee further recommended acceleration of existing plans for photovoltaics RD&D, and of coal-oil mixture technology RD&D where feasible. Analyses on the federal level of opportunities, benefits and funding requirements of industrialized bed combustion for thermal electricity generation was suggested. Finally, the adoption of the expenditure program for fusion-related research, proposed by the National Research Council, is recommended.

Provincial Policy Developments and Issues

Alberta Electrical Energy Marketing Agency
An effort to reduce rate differentials throughout the province, and to optimize production of electricity, the Alberta Government passed legislation in November 1981 to create a provincial marketing agency for electricity. Scheduled to be in operation by September of 1982, the agency will purchase power from the utilities, set a province-wide wholesale rate, and resell it to the utilities for distribution. It is estimated that existing rate differentials will be reduced by 80%, the remaining 20% representing distribution costs which are not affected by the agency. The system will be phased-in over a five year period, initially with a subsidy scheme for major cities, which will be reduced over the five years. The agency will buy power from the lowest bidder and will also be able to make purchases outside the province.

Board of Industrial Leadership and Development (BILD)
To encourage an increasing role for electricity in the Ontario economy, the provincial government outlined a number of electricity-orientated schemes in January 1981. Intended to be part of the BILD program, these schemes included: 10-year accelerated generation expansion program, including early completion of the Darlington nuclear facilities and upgrading of transmission networks; increased electrification in the transportation sector; increased industrial and commercial use of steam from nuclear facilities; and the creation of a hydrogen technology centre. In addition, the Residential Energy Advisory Program (REAP) was created to assist homeowners in energy conservation and electrical conversions.

This part of the program, administered by Ontario Hydro and the municipal utilities, provides advice through home surveys and information, as well as financial assistance in the form of low interest loans of up to \$2,000.

Reorganization of Hydro-Québec
The financial structure of Hydro-Québec has been reorganized by the Provincial Government through Bill 16 which was passed in December 1981. Under the new law, the utility has become a corporation with the Provincial Government as the sole shareholder. The law gives the Government the right to determine the level of annual dividends to a maximum of 75% of profits after interest paid on debt. Two constraints on the issue of dividends were outlined in the Bill. No payments will be made in the event that such payments would cause the equity to debt ratio to fall below 25:75, or in the event that gross interest expenditures could not be covered by net revenue from operations. The Bill also mentions a capital tax of 0.45% of total equity plus long-term debt. Hydro-Québec estimates that dividend payments for 1981 will fall between \$20 and \$25 million, and capital tax payments, retroactive to July 1, 1981, will be approximately \$43 million. A significant consequence of Bill 16 is the resultant change in the criteria used to assess rate levels. Under the new law, rates will be set in accordance with the provincial government's policies for energy conservation, taking into account the costs of other forms of energy. Previously, the utility had maintained a policy of the lowest rates possible in conjunction with sound financial policy.

The unusual geographic and demographic characteristics of the Yukon and Northwest Territories pose particular difficulties in the supply of electric power for these regions. Table 4 summarizes some of these factors. The Territories represent less than 0.3% of the total Canadian population but occupy 3.8 million square kilometres, about 38% of the total area of Canada. Due to the correspondingly low population densities, the electrical supply network is characterized by a large number of small generating stations and only a limited transmission network.

In 1980, electrical energy supplied about 14% of the total net (primary and secondary) energy supply in the two Territories. Thermal sources accounted for about 30% of total electrical generation, using almost 18% of the available refined petroleum products. This made electrical generation the fourth largest consumer of petroleum products in the North, and the largest consumer of diesel oil in 1980.

Electrical energy met approximately 20% of the total energy requirements in the industrial sector in 1980, 29% of commercial sector requirements and 17% of residential sector requirements. The industrial sector consumed about 49% of the electricity supply, which suggests the significance of that sector to the Territorial economies. The commercial sector consumed 25% of the electricity supply and the residential sector 26%.

There are five utilities operating in the two Territories. The largest of these is the federal Crown corporation, the Northern Canada Power Commission (NCPC), which serves 53 communities in the Northwest Territories (including 47 remote communities) and six communities in the Yukon. It owns 85% of total capacity, generates about 87% of the electricity supply and is the only non-investor-owned utility in the North. Almost 40% of its generation is sold to the other utilities. These are Alberta Power Limited (NWT), serving five communities, and its subsidiaries Yukon Electrical and Yukon Hydro which serve 18 Yukon communities; one retail distributor of electricity, Plains Western Gas and Electric Company (NWT), purchases power exclusively from NCPC. In addition, several mining companies in the Northwest Territories have their own generating capacity.

Electricity Supply and Demand

The distribution of installed capacity between utilities and industry, and generation statistics for the two Territories are detailed in Tables 5 and 6 respectively. Additional information can be obtained from Statistics Canada Publications 57-206 and 57-202. The data indicates the preponderance of diesel generation in the North, representing 62% of total installed capacity (and 28% of the total Canadian installed diesel capacity). However, diesel generation accounts for just 38% of total generation in the North. To put this in perspective, diesel generating capacity represents just 0.2% of generating capacity in southern Canada, while diesel generation represented 0.21% of total generation in 1980 in southern Canada.

Although diesel generation is the most expensive way of supplying electricity in most of southern Canada, the preponderance of small, widely scattered communities in the North have led to its heavy dependence on this type of generation. Hydro sites are often remote from the communities, and much larger than required to serve small local demands. Large capital costs prohibit the development of a transmission network to deliver the energy to the communities, including the requirements of reserve capacity which are considerably higher in the North. Diesel units have a lower capital cost than that required for hydro generation and transmission, and can be scaled to the needs of the communities, including the requirements of reserve capacity which are considerably higher in the North. In addition, diesel units have a lower capital cost and require a much shorter lead time for installation (about six months). This permitted greater flexibility in the electricity supply system, a great advantage in the North. In addition, if taken out of service, there is greater salvage value in a diesel unit than in a hydro unit.

Since about 1973 however, the costs of diesel generation have risen dramatically, from an average of \$19.6 per MWh in 1970 to an average of \$62.1 per MWh in 1980, a compound annual growth of 18%. This compares with the Canadian averages of \$16.3 per MWh and \$60 per MWh in 1970 and 1980 respectively. (The Canadian averages excluding the Territories in 1970 and 1980 were \$16.1 per MWh and \$59.3 per MWh respective-

ly). It is clear from these figures that diesel fuel costs are higher in the North than in the southern areas of Canada. This is due to higher transportation and storage costs within the regions, and due to the fact that much of the oil used is imported from the south. Although there are no known oil reserves in the Yukon, reserves do exist in the Northwest Territories. The viability of increased local use of these resources is an area which has been identified for greater investigation.

These rising costs, combined with the North's heavy reliance on diesel generation (due to such factors as low water levels preventing full utilization of hydro facilities) have led to rapidly rising

electricity supply costs, and to consideration of alternative sources of generation.

Due to the great distances between northern communities, there is only a small transmission system in each Territory. In the Yukon, the total transmission circuit length is 973 km, most of this in the Whitehorse-Aishihik-Faro area. In the Northwest Territories, a total of 749 km of transmission lines have been installed interconnecting the system around the Great Slave Lake and Inuvik. Only limited expansion of these systems is being considered.

Total generation has increased at a compound annual rate of 5.1% in the Yukon and 4.9% in the Northwest Territories.

Table 4. Statistical Comparison of the Yukon and Northwest Territories

	Yukon		NWT		Canada
	Total	% of Cdn Total	Total	% of Cdn Total	Total
Population (000's) ¹	23	0.1	46	0.2	24
Area (000km ²) ⁴	536	5.4	3 245	32.5	9
Density (pop/km ²) ⁴	0.04	—	0.01	—	2
Heating Degree days ⁴	7 404 (Yk + NWT combined)				4
Electrical Demand					
1981 (GWh) ⁴	392	0.11	480	0.14	343
Per capita consumption of electricity (MWh) ⁴	17	—	11	—	
Electricity as % of total energy ⁵		13.6		14.9	
Diesel generation, as % of total generation ⁵		15.7		30.8	
Diesel oil used for thermal generation as % of total consumption ⁵		11.6		40.1	
Diesel generation as % of total energy ⁵		2.1		4.6	

1. Population figures are preliminary data from Statistics Canada, 1981 census.

2. Density calculated excluding the Territories

3. Nuclear and hydro electricity converted at 10.5 MJ/kWh

4. SOURCE: Statistics Canada, (Degree days below 18.0 Celsius)

5. SOURCE Yukon: Hildebrandt — Young & Assoc., Market Forecast, Electric Energy Requirements in the Yukon Territory 1980/81 — 2000/2001, June 1981. Statistics Canada, Publication 57-003.

SOURCE NWT: Adelaar, Martin, Energy Demand and Supply in the Northwest Territories, February 1981.

since 1971. However, most of this growth occurred in the early part of the decade. Between 1971 and 1975 generation in the Yukon grew at a compound annual rate of 10.3%. Since 1975 however, the rate of increase has been 1.8%. Similarly, in the Northwest Territories, growth between 1971 and 1975 was 9.4% annually, but since 1975 it has averaged 1.5% per year.

Although total energy consumption by sector varies considerably between the Territories, their electricity consumption patterns are quite similar. In both Territories the industrial sector consumes about 50% of the electricity supply, the domestic sector about 25% and the commercial sector about 25%.

The Northwest Territories' Public Utilities Board and the Electrical Public Utility Board (Yukon Territory) regulate the rates of the investor-owned companies in each Territory. The Northern Canada Power Commission, as a Federal Crown Corporation, is not legally responsible to

either territorial utility board. However, rate adjustments are reviewed by the boards and recommendations from them are usually followed by NCPC.

The costs of electric power in the two Territories are among the highest in Canada. Rates in the capital cities of Yellowknife and Whitehorse are the second and fourth highest of those for major cities across the country. The electrical rates are considerably higher in those regions outside of these two cities, however there are direct and indirect subsidies which reduce these costs.

There are two direct subsidy programs in effect at this time: the Federal Power Support Program (FPSP) in effect since 1978 and the Commercial Power Rate Relief Program, implemented in March 1981 retroactive to April 1980. The two programs, directed at the domestic and small business sectors respectively, equalize some of the electricity costs incurred outside of the capital cities. The cost of the first 1000 kWh of monthly

commercial consumption and the first 700 kWh of monthly domestic consumption are equalized to the costs incurred in Whitehorse or Yellowknife. Originally intended to be effective until September 1981, both programs have been extended for an additional year under the Federal Energy Policy for North of 60°, announced in April 1982. Without the subsidies many remote communities in the Territories would pay two to four times the costs incurred in remote communities in other provinces.

In a number of areas where government housing exists, electricity costs are not borne directly by the consumer, but are included in the lump-sum rental payments. Territorial governments have recently implemented programs to alter this situation and to encourage conservation in these sectors. In the Yukon, a quota system has been introduced, making tenants responsible for the payment of electrical use in excess of the quota. A similar program will be in place in the Northwest Territories in the near future.

Table 5. Installed Capacity in the Territories, December 31, 1981

	Territories Total	Total	APL	Indust ¹	NCPC		YEC	YH	Total
		(NWT)	(NWT)	(NWT)	(NWT)	(Yk)	(Yk)	(Yk)	(Yk)
Hydro capacity (MW)	105.5	47.4	—	3.4	44.0	56.5	—	1.7	58.1
% of total hydro	100.0	100.0	—	7.1	92.9	97.2	—	2.8	100.0
Number of sites	10	5	—	1	4	3	—	2	5
Number of units	16	6	—	1	5	7	—	3	10
Internal Combustion									
Capacity (MW)	168.4	132.4	11.7	16.2	104.6	27.2	8.8	—	36.0
% of total I.C.	100.0	100.0	8.8	12.2	79.0	75.5	24.5	—	100.0
Number of sites	71	55	3	4	48	5	11	—	16
Number of units	264	219	17	21	181	13	32	—	45
Steam capacity (MW)	0.6	0.6	—	—	0.6	—	—	—	—
% of total steam	100.0	100.0	—	—	100.0	—	—	—	—
Number of sites	1	1	—	—	1	—	—	—	—
Number of units	1	1	—	—	1	—	—	—	—
Thermal capacity (MW)	274.6	180.4	11.7	19.6	149.2	83.7	8.8	1.7	94.2
% of total	100.0	100.0	6.5	10.8	82.7	88.9	9.4	1.7	100.0
Number of sites	82	61	3	5	53	8	11	2	21
Number of units	281	226	17	22	187	20	32	3	55
Hydro capacity	38.4	26.3	0	17.3	29.5	67.5	0	100.0	61.7
Diesel capacity	61.6	73.7	100.0	59.7	70.5	32.5	100.0	0	38.3

Details on industrial ownership of capacity are available in Statistics Canada Publication 57-206.

NCPC – Northern Canada Power Commission; Indust – Industry; APL – Alberta Power Limited; YEC – Yukon Electrical Company; YH – Yukon Hydro Company.

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-206.

Future Electricity Supply and Demand

The character of Northern electricity supply and demand makes forecasts particularly difficult. Both economies depend mainly upon mining industries, thus electrical demand is determined largely by events in these areas. Similarly, the mining industry is subject to influences from outside the Territories, such as international metal prices and markets. As a result, events in mining are not easily predicted and several major development decisions are pending at the present time. The opening or closure of a mine significantly affects electrical demand. Equally, the availability of low-cost electricity plays a large part in the development of the mining sector. NCPC supplies much of the industrial load in both Territories. Hydro is generally the least expensive source of electricity, but NCPC has not chosen to develop additional hydro capacity prior to increases in demand. This is largely due to its mandate, set out in the NCPC Act of 1956

and amended in 1975, which dictates that the Commission provide electrical service on a cost recovery basis. It therefore cannot finance excess capacity. The lengthy lead time involved in hydro capacity makes the coordination of its availability and industrial development difficult. In addition, the uncertain lifetime of industrial loads can make hydro development uneconomical. As a result, much industrial demand has been met, at least initially, by additional diesel capacity.

At the present time, the Northern Canada Power Commission is the only utility authorized to develop hydro resources in the North. This authorization stems from a 1974 policy directive issued by the Minister of Indian Affairs and Northern Development. The legality of this directive may, however, soon be challenged. The Yukon Electrical Company has applied to the Yukon Water Board for a water license to construct and operate the McIntyre Creek project, a \$2.5 million

small hydro plant (0.7 MW) for the Takhini area of Whitehorse. Ratification at the Federal level will be required if the license is granted by the Yukon Government. Other proposed capacity additions are indicated in Table 7.

The Northern Canada Power Commission conducts a series of electrical demand forecasts on an annual basis. The results of the 1980/81 studies indicate little growth in demand in the Yukon up to 1984. The trend after that time is uncertain. An increase would stem predominantly from stronger markets for minerals, and the availability of natural gas. A decrease in electrical demand would result from a curtailing of mining activity and a decision against the development of natural gas potential.

In the Northwest Territories, electrical demand growth is expected to be greatest in isolated communities. Both the domestic and commercial sectors are expected to experience comparatively

Table 6. Generation in the Territories, 1971-1981

Yukon	Total Generation			NCPC			YEC		YHC		Industry	
	GWh	% hydro	% diesel	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% of total	diesel (GWh)	% of total	hydro (GWh)	% of total	diesel (GWh)	% of total
1971	238	80	20	181	11	81	10	4	10	4	26	
1975	352	73	27	247	49	84	15	4	11	3	30	
1979	357	89	11	308	25	93	15	4	9	3	0	
1980	382	84	16	314	43	94	17	4	7	2	0	
1981 ¹	392	74	26	N/A	N/A	94	N/A	N/A	N/A	N/A	0	

N.W.T.	Total Generation			NCPC			APL		Industry		% of total
	GWh	% hydro	% diesel	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% of total	diesel (GWh)	% of total	hydro (GWh)	diesel (GWh)	
1971	297	72	28	211	56	90	14	5	2	14	5
1975	425	64	36	246	111	84	25	6	25	19	10
1979	486	58	42	260	134	81	26	5	22	44	14
1980	494	59	41	268	133	81	26	5	24	43	14
1981 ¹	480	52	48	N/A	N/A	80	N/A	N/A	N/A	N/A	5

Yukon and N.W.T. Total	Total Generation			NCPC			Investor-owner Utilities			Industry	
	GWh	% hydro	% diesel	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% of total	hydro (GWh)	diesel (GWh)	% of total	hydro (GWh)	diesel (GWh)
1971	535	76	24	392	67	86	10	24	6	2	40
1975	777	68	32	493	160	84	11	40	7	25	49
1979	843	71	29	568	159	86	9	41	6	22	44
1980	876	70	30	582	176	87	7	43	6	24	43
1981	872	62	38	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A

¹ Preliminary Data

N/A not available

SOURCE: Statistics Canada Publication 57-202

Table 7. Proposed Capacity Additions in the Yukon and Northwest Territories

Owner	Location	Capacity	Source
NCP Yukon Electrical	Whitehorse, Yk	20 MW	hydro
	McIntyre Creek, Yk	0.7 MW	hydro
	Watson Lake, Yk	1.5 MW	waste wood
Industry	Yukon	5.0 MW	thermal
	Norman Wells, NWT.	unspecified	natural gas
	Tuktoyaktuk, NWT	unspecified	natural gas

the growth in demand. Growth in the industrial sector is again dependent upon international events in the metals market, as well as the outcome of such projects as the construction of the Alaska Gas Pipeline, the Dempster Lateral and the Norman Wells crude oil pipeline.

Alternatives to diesel generation vary significantly from region to region in the Territories, but consist primarily of wind, coal, natural gas, small hydro and biomass. Surveys of the theoretical hydro development potential in the Territories have identified as many as 180 sites, ranging in size from 5 MW to as much as 150 MW. However, the relatively low electrical demand in most communities makes the development of large scale hydro projects uneconomical in the majority of cases. The development of small hydro capacity, that is capacity of less than 15 to 20 MW, has been constrained by the initial high capital expenditures required. However, the increasing cost of diesel fuel has resulted in reassessments of their economic viability. Although a number of surveys of the theoretical small hydro potential in the North have been carried out, few comprehensive economic analyses have been undertaken.

The Atomic Energy of Canada is developing a larger version of its Slowpoke nuclear reactor (Safe Low Power Critical Experiment) for possible application in remote northern communities. It is expected that a \$2.1 million 2 MW reactor will be available by 1985, following initial testing at AECL's Chalk River laboratories.

In addition to the development of renewable energy options, more efficient use of existing diesel generation facilities, such as the development of waste heat recovery systems, is also being encouraged. The Northern Canada Power Commission currently operates major residual heat recovery systems at four cities:

Dawson City, Yukon; Cambridge Bay, Igloolik and Rankin Inlet in the Northwest Territories. The utility hopes to further develop these systems in other northern communities, but has been hindered by the initially high capital costs involved. In addition, Alberta Power has undertaken a feasibility study of a waste heat recovery system in Hay River.

Federal and Territorial Policies

The problems of energy supply in the North have been receiving increased attention. A Parliamentary Subcommittee on NCPC was established in March 1981 to investigate its electrical power costs, rate structures, mode of operation and means of regulation. Its recommendations concerned the possible reorganization of NCPC to increase its responsibility to the respective Territorial Governments, as well as proposals for alternative financing arrangements and more integrated electrical and total energy forecasts.

Recommendations from the recently completed Northern Energy Task Force study largely contributed to the development of the Federal Energy Initiatives Program for North of 60°. This \$19 million package of programs is concerned with the overall energy situation in the North, and focuses upon the conservation of energy, efficient use of diesel generation, as well as the investigation of alternative energy and electrical resources.

Of particular relevance to the supply and demand for electricity are the extension of subsidized electrical rates, discussed in a previous section, and modifications to COSP, effective in August. Under the new guidelines, conversions from diesel generated electric space heating are now eligible for the \$800 taxable grant. These grants will now be available to public and community housing units in addition to private units.

Another feature of the North of 60° Initiatives is the Remote Community Demonstration Program (RCDP). It has been created to assess energy conservation options and local energy supplies to replace the existing reliance upon oil. This program should encourage the development of alternative small-scale generation facilities. It is designed in two phases, to assess energy options and then to implement selected demonstration projects.

In addition, the Conservation and Renewable Energy Development and Demonstration Agreements (CREDA) has been reinforced. This program includes projects to encourage conservation as well as projects for waste heat recovery from diesel generators and demonstrations of wood, wind, and small hydro uses. Agreements with the Territorial Governments have been reached for a total of 16 projects in the Yukon, and 10 projects in the Northwest Territories.

Finally, the Distribution System Expansion Program (DSEP), announced in March 1982, is applied to the North to assist the investigation of potential markets for natural gas and propane. Natural gas is seen as a possible source of fuel for electrical generation, as well as serving as a substitute to electricity in some applications.

In addition to this set of initiatives, a number of energy-related programs already exist in the North. For example, under the Federal Government, the Arctic Housing Standards and the Canadian Home Insulation Program focus on different aspects of energy conservation in the North.

The two Territorial Governments have also implemented a variety of conservation and oil substitution initiatives. Programs exist in the Northwest Territories to assist the development of projects using renewable energy resources such as wood and solar. The Northwest Territories government is implementing the use of wood gasification and solar technologies in Fort Providence. The Yukon government is investigating the potential for wind generation; a wind monitoring device has been installed near Destruction Bay as part of these studies. Both Territories have initiated large scale public awareness campaigns to educate the public in conservation methods, as well as instigating a number of programs to

ELECTRICITY USED FOR SPACE AND WATER HEATING

encourage conservation in public buildings.

Development in the North must address specific concerns which are less apparent in other areas of Canada. The northern lifestyle in particular is radically different from its southern counterpart. Issues such as native land claims and the preservation of native culture are variables not encountered in most of the rest of the country. In the selection of alternative energy sources, these factors must be weighed as well as economic considerations.

The environment also poses specific technological difficulties. There are much greater variations in temperature which create additional stress on equipment. The presence of permafrost requires modifications in construction and design. The inaccessibility of many communities for large parts of the year impose greater requirements for storage and reserve capacity.

There are at least 60 remote communities in the two Territories which depend on diesel capacity. As expansion of the electrical transmission network is limited, the development of community-specific alternatives to diesel will be a long procedure. However, this process should do much to alleviate the many problems and concerns of electricity supply in the two Territories.

The amount of electricity used for space and water heating in the future will have an important bearing on the demand for electricity. This is so because energy used for these two functions comprise by far the largest amount of energy used in the residential and commercial sectors of the economy. The purpose of this section is to set out some background on space and water heating in the residential sector during the past ten years, and to provide a look at what can be expected during the 80's.

Background

The degree to which electricity is used in each province for space and water heating depends essentially on the relative price of gas, oil and electricity plus the availability of gas. Gas is not available in the Atlantic Region, in many parts of Quebec and in some parts of the other provinces, so the principal choices for water and space heating in those regions have been electricity and oil.

Data in Table 8 indicates that the use of oil for residential water heating has declined slightly during the period, with the gas and electricity percentages increasing. In the only two provinces where the electricity percentage has declined, gas has increased its percentage.

The percentage of total households in Canada that are using electricity for water heating has remained quite constant during the past ten years while the percentage using oil has declined slightly and the percentage using gas has increased slightly. However, there have been some quite significant changes in the principal fuel use in some Provinces. For example, in Newfoundland and New Brunswick, the percentage using electricity has increased significantly over the period.

Data in Table 9 indicates that the percentage of total households using oil for space heating has declined significantly during the period, from 57% of the total in 1970 to 37% in 1980. The percentage using gas has increased modestly from 34% to 40%, while the percentage using electricity has increased significantly, from 5% to 19%. Those provinces with the largest increase in electricity use for space heating are Newfoundland, New Brunswick and Quebec. In Newfoundland and New Brunswick there is no gas available, while in Quebec it has been avail-

able only in the Montreal area. In each of these provinces there is a strong hydro generating base that has resulted in a much less rapid increase in electricity prices relative to increases in Nova Scotia and P.E.I., the other provinces which do not have gas available.

The penetration rate of electricity as a principal heating source for new households in each province is shown in Table 10 for 1970 to 1980. As could be expected from the foregoing paragraph, the penetration rate is strongest in Newfoundland, New Brunswick and Quebec.

The Future

Utility estimates of the use of electricity as the principal energy source for space and water heating in new households in the 80's are shown in Table 11. In addition it is expected that there will be a significant number of conversions to electricity of heating systems in existing households, mainly from oil.

It is expected that new households will mainly use gas or electricity for their principal space and water heating requirements. This direction is indicated by the high and rapidly increasing cost of oil, and by government financial incentives to use non-oil energy sources. Electricity is expected to become an increasingly attractive alternative relative to gas over the decade, since electricity prices are expected to increase more slowly than gas prices; energy efficient households will require less energy, perhaps significantly less, increasing the unit delivered cost of gas and influencing the use of electricity as a single energy source. Improvements in heat pump technology encourage its use for air conditioning and heating loads.

Existing households that use gas for space heating tend to use it also for water heating. However, it is possible that electricity will be used increasingly for water heating in the future, even in those households using gas for space heating, because new high efficiency furnaces do not require a chimney, which prevents the use of conventional gas water heaters.

Table 8. Percentage Use of Each Energy Type for Water Heating

	1970			1975			1980		
	Oil	Gas	Electricity	Oil	Gas	Electricity	Oil	Gas	Electricity
Newfoundland	55	—	40	43	—	56	24	—	74
Prince Edward Island	65	—	20	63	—	27	64	—	29
Nova Scotia	46	—	42	48	3	45	52	5	40
New Brunswick	54	4	36	49	3	46	36	—	61
Québec	22	10	67	24	7	68	16	6	78
Ontario	5	37	58	5	41	54	4	44	52
Manitoba	—	52	46	—	53	45	—	53	45
Saskatchewan	—	67	30	—	69	28	—	69	31
Alberta	1	95	4	—	95	5	—	95	5
British Columbia	13	38	48	13	42	45	8	50	42
CANADA	13	34	52	14	35	51	10	37	53

Source: Percentages may not total 100 for each province, since not all energy sources are included.

Source: Table 17, Statistics Canada Publication 64 – 202

Table 9. Percentage Use of Each Energy Type for Space Heating

	1970			1975			1980		
	Oil	Gas	Electricity	Oil	Gas	Electricity	Oil	Gas	Electricity
Newfoundland	85	—	—	78	—	17	53	—	34
Prince Edward Island	92	—	—	93	—	—	85	—	—
Nova Scotia	83	—	2	86	—	6	79	—	0
New Brunswick	87	—	—	86	—	8	63	—	25
Québec	81	8	7	75	7	15	53	6	38
Ontario	54	39	5	47	42	10	35	48	14
Manitoba	32	59	4	25	59	14	16	61	19
Saskatchewan	33	64	—	23	74	—	21	74	3
Alberta	6	90	—	4	94	—	2	97	1
British Columbia	48	42	7	42	46	11	25	55	16
CANADA	57	34	5	52	36	10	37	40	19

Percentages may not total 100 for each province, since not all energy sources are included.

Source: Table 17, Statistics Canada Publication 64 – 202

Table 10. Historical Penetration Rate of Electricity for Space Heating in New Households (%)¹

	1970	1972	1974	1976	1978	1980
Newfoundland	10.9	27.0	64.4	71.5	60.5	59.4
Prince Edward Island	Negligible					
Nova Scotia	N/A	16.0	53.5	27.2	11.7	39.0
New Brunswick	9.7	14.6	19.3	N/A	55.0	55.0
Québec	N/A	48.4	57.8	64.3	77.0	84.0
Ontario	18.0	25.1	24.0	31.0	27.8	21.6
Manitoba	25.2	30.3	32.8	61.3	43.6	42.6
Saskatchewan	—	—	—	—	—	—
Alberta	Negligible					
British Columbia	13.3	15.1	22.4	43.1	48.4	40.1

¹ Based on information obtained from major electric utilities

N/A not available

Table 11. Forecast Penetration Rate of Electricity for Space and Water Heating in New Households (%)¹

	1980		1982		1984		1986		1988		1990	
	S	W	S	W	S	W	S	W	S	W	S	W
Newfoundland	59	80	68	82	76	84	80	86	80	88	80	90
Prince Edward Island	Neg	30	—	30	—	30	—	30	—	30	—	30
Nova Scotia	not available											
New Brunswick ⁴	60	80	60	80	60	80	38	56	38	56	38	56
Québec	80	87	80	87	80	87	85	88	85	88	85	88
Ontario	22	25	26	29	38	40	45	45	50	50	55	55
Manitoba	36	45	46	45	38	45	37	45	37	45	36	45
Saskatchewan	Only nominal penetration											
Alberta ²	Negligible											
British Columbia ³	40	50	42	50	42	50	31	40	31	40	31	40

S — Space heating
W — Water heating

¹ For the areas served by major electric utilities in each province, based on information obtained from the utilities.

² The utility estimate is for negligible electricity use for space or water heating, the penetration rate shown is an EMR estimate.

³ Assumed availability of natural gas on Vancouver Island after 1984 covers the decreased electricity penetration. B.C. policy is to price electricity at 80% of the electricity cost.

⁴ Assumes natural gas available after 1984.

Electrical generation from fuel sources represented 30% of the total supply in 1981. Preliminary data indicates that 16% of production was from coal-fired stations, an increase of 7.5% over 1980. Both oil and gas use declined once again in 1981, representing 2.4% and 1.8% respectively of total generation. As a result total generation from conventional thermal sources declined 3% in 1981. Nuclear generation increased 5% from 35 880 GWh in 1980.

It can be seen from Table 12 that Ontario was clearly the largest user of fuels for electricity production in 1980, accounting for almost 62% of the total. Alberta was the second largest user, accounting for 19% of the total. When only fossil fuels are considered, Ontario accounted for 39% of the total, and Alberta 30%. Ontario remained the largest user of coal in 1980, and New Brunswick the largest user of oil. Total oil use declined by almost 5.8% from 1979 while the total amount of coal used increased 11.7% from 1979. The quantity of gas used for electrical generation declined 9.9% from 1979 while growth in Ontario's nuclear generation increased uranium use by 14.4%.

Ontario imported almost 80% of its coal requirements from the United States in 1980; the remainder of the coal used was from Western Canada. The coal used by Manitoba was imported from Saskatchewan, while Alberta, Nova Scotia and New Brunswick use their own coal resources. Saskatchewan relies primarily on its own coal, but imports some additional resources from Alberta.

All of the oil used by the Atlantic Region and Quebec is imported from outside Canada. Ontario uses Canadian oil, primarily residual. In the Territories, Canadian diesel oil is used. The natural gas and uranium used in Canada are from domestic sources; natural gas from western Canada and uranium from Ontario and Saskatchewan.

Regional patterns of fuel use for electricity generation are changing. Since 1979 the quantity of oil used by utilities has decreased in three provinces. In Nova Scotia, Prince Edward Island and Ontario, the reductions were 12%, 14%, and 78% respectively. Ontario has also reduced the amount of natural gas used, down 70% from 1979 levels. Coal use increased substantially in three provinces

more than doubling in Manitoba and Nova Scotia, and up to 59% in New Brunswick.

Table 12. (a) Fuel Use by Utilities, 1980

Province	Coal (10 ³ tonnes)	Oil (10 ³ kL)	Gas 10 ⁶ m ³	Energy Content (10 ³ TJ)	Percentage of total (%)
Newfoundland	—	392	—	16	2.0
Prince Edward Island	—	54	—	2	0.2
Nova Scotia	1 057	738	—	59	7.4
New Brunswick	315	1 371	—	66	8.3
Québec	—	119	—	5	0.6
Ontario	10 811	61	134	315	39.4
Manitoba	220	17	—	5	0.6
Saskatchewan	4 972	12	214	78	9.8
Alberta	10 410	3	1 338	243	30.4
British Columbia	—	30	189	8	1.0
Yukon	—	18	—	1	0.1
NWT	—	52	—	2	0.2
CANADA	27 785	2 867	1 875	800	100.0

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202

TABLE 12. (b) Fuel Use by Utilities, 1980

Province	Coal	Oil	Gas	Uranium	Total	% of total
	(10 ³ TJ)					
Newfoundland	—	16	—	—	16	1.3
Prince Edward Island	—	2	—	—	2	0.2
Nova Scotia	28	31	—	—	59	4.6
New Brunswick	9	57	—	—	66	5.2
Québec	—	5	—	—	5	0.4
Ontario	308	2	5	470	785	61.8
Manitoba	4	1	—	—	5	0.4
Saskatchewan	70	—	8	—	78	6.1
Alberta	191	—	52	—	243	19.1
British Columbia	—	1	7	—	8	0.6
Yukon	—	1	—	—	1	0.1
NWT	—	2	—	—	2	0.2
CANADA	610	118	72	470	1270	100.0

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202

FORECAST ELECTRICITY DEMAND, PRODUCTION AND CAPACITY

This section provides an overview of the forecast electricity demand, source of production, and installed generating capacity for Canada. Additional quantitative information can be found in Tables A6 and A7.

Forecast Demand

In Figure 5 it is clear that there has been a close historical relationship between per capita economic performance, as measured by Gross National Product (GNP) and per capita electricity demand. Since per capita economic growth and population growth over the next twenty years is forecast to be significantly lower than was experienced over the past twenty year period, it is expected that electricity growth will be lower as well. Table 13 provides an indication of growth in the period 1960-1980 of real GNP (i.e. GNP net of inflation), population, primary energy demand (i.e. the total energy available from the energy sources as they exist in their original state) and electrical energy demand, as well as the forecasts for each of these items for the period 1980-2000. It is evident from this table that electrical energy is expected to play an increasingly large role in energy supply in Canada in the future. The percentage of primary energy supplied in the form of electricity is expected to increase from the 38% of 1981 to about 43% in 1990 and 48% in 2000.

Recent government initiatives are expected to increase electricity demand.

Table 13. Historical and Forecast Annual Growth Rates For Real GNP, Population, Primary and Electrical Energy

	1960 - 1980	1981 - 2000
Real GNP	4.5	3.0
Population	1.46	0.8
Primary Energy	4.5	2.4
Electrical Energy	5.8	3.5

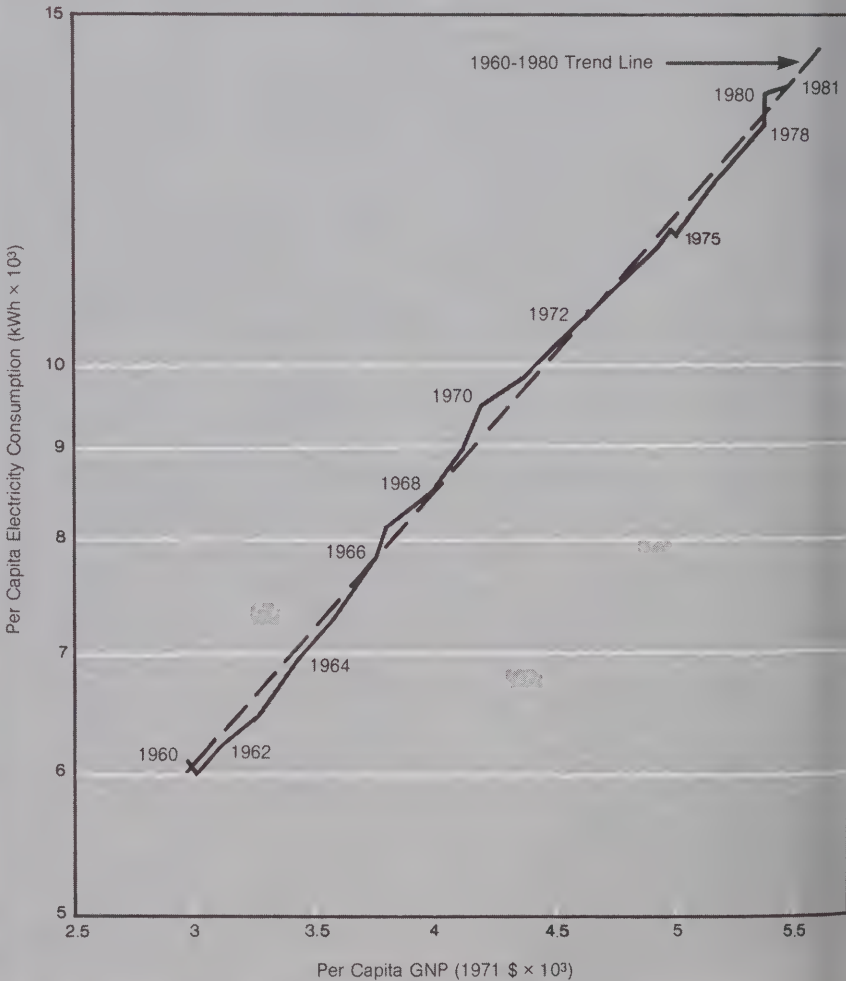
SOURCE: Energy, Mines and Resources, Energy Demand Forecasting Model.

The National Energy Program introduced by the Federal Government in October 1980 included financial incentives to switch from use of oil to non-oil sources of energy. The primary substitutions are expected to be gas and electricity. Nearly half of the conversion projects receiving government financial assistance are for changes to electricity. This program was reinforced in Ontario in the spring of 1981 when the Ontario government introduced a program to encourage the use of electricity as a substitute for other energy forms.

It has been very difficult to forecast electricity demand throughout the last half of the 1970's, mainly because of the very rapid rise of energy prices induced by oil price increases. These increases have caused a considerable amount of adjustment in world economies. Major adjustments have been made in the amounts and ways in which energy is used, as well as in the type of energy used. This continuing adjustment process makes forecasting of economic development very uncertain. Given the close relationship between economic develop-

Figure 5

Historical Relationship Between Per Capita Electricity Demand and Per Capita Real Gross National Product



ent and electricity demand noted above, the economic uncertainty leads to uncertainty in future electricity demand.

ways and the extent to which consumers will respond to higher energy prices is cause for further uncertainty, as is the future level of world oil prices. Energy consumers have already reacted to higher energy prices by reducing the amount of energy used, by conservation measures that permit more efficient use of energy, by lifestyle changes that require less energy, and by changing the types of energy used. World oil prices have fluctuated in real terms quite considerably since 1973. The sharp price increase in 1973 was followed by four years of reasonably steady prices. But, in 1978/79, price increases were larger than those of 1973. These increases were followed by declining prices in 1981 which became marked in early 1982. The future pattern of world oil prices is similarly uncertain.

In spite of the inherent uncertainties of the times, the long (5-10 years) lead times required to bring new generation facilities into service requires that forecasts be prepared of future demand. The forecasts of what the utilities consider to be the most probable rate of electricity demand and growth as of January 1982 are provided below, in terms of average annual percentage growth.

	1981-1990	1981-2000
	(%)	
Canada	4.9	4.2
Newfoundland	7.3	6.0
Prince Edward Island	2.0	2.3
Nova Scotia	3.3	3.1
New Brunswick	3.3	2.8
Quebec	5.1	4.6
Ontario	3.8	3.2
Manitoba	4.0	3.3
Saskatchewan	5.5	3.7
Alberta	7.3	6.0
British Columbia	6.2	4.9
Yukon, N.W.T.	6.5	5.6

These forecasts of average annual growth show a modest decline from the forecasts of last year in nearly all provinces. However, the Québec forecast has shown a significant drop from the 1980-2000 average annual growth of 5.1% to the 4.6% currently forecast. This is the result of expected increased use of natural gas, lower eco-

nomic growth and increased saturation of electrical appliances.

Figure 6 illustrates that the National Energy Board 1981 median (most probable) forecast of electricity demand for Canada is very similar to the EMR forecast. Included on the graph for comparison is the electricity demand forecast developed by the Electrical Branch of EMR, based on forecasts provided by the major utilities and total electricity demand in each province. It may be noted that the utility based forecast of electricity demand is somewhat higher than the NEB/EMR most probable forecast. This is a normal situation, since the utilities must provide facilities to meet expected demand, and the cost of under capacity through curtailed economic activity is greater than that of over capacity. The tendency is, therefore, to err on the high side.

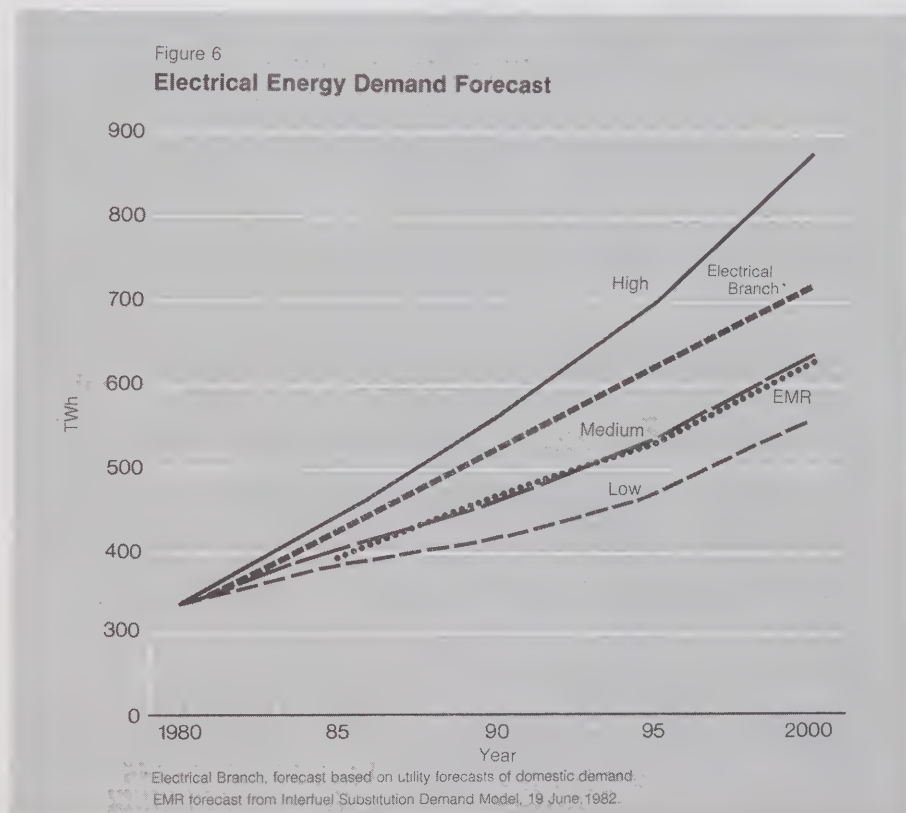
In view of the very uncertain conditions which exist, forecasts of electricity demand have a higher than usual degree of uncertainty. In these circumstances, it is

necessary to develop expected high and low forecasts, as well as a most probable forecast used for system planning purposes.

Development is required in the area of flexible expansion programs which are designed to meet the most probable forecast, but which can be readily adjusted to the evolving conditions.

Forecast Production and Capacity

The present and forecast future sources of generation capacity and production are shown in Table 14. This indicates that oil and gas use for electricity generation, at present only a small portion of the total, will continue to decline relative to the total over the period, but will increase slightly in absolute terms. As a percentage of the total generation, oil and gas will be used as the source of about 3% in 2000 compared to 5% in 1981. Coal, uranium and hydro will be the major sources of electricity generation and are expected to substitute for much of the present oil-fired generation in the Atlantic Region



during the next twenty years. Most of the remaining oil generation will take place in Ontario and Quebec, for peaking purposes, and in some remote communities in the North.

Table A6 suggests that between 1981 and 1994 a total of 34 127 MW are expected to be added to capacity. More than half of this total will be in hydro additions (18 808 MW). The next largest

expansion is expected to be in nuclear capacity, with 9 927 MW to be added by 1994, 29% of total additions. This will almost triple the 1981 installed nuclear capacity. Coal additions are expected to be 5 235 MW or about 15% of the total. Gas-fired capacity is expected to decrease over this period, while oil-fired capacity will remain at about its present level. Much of the gas-fired capacity is in Alberta where a significant amount will

be displaced by coal additions which produce electricity at a lower cost.

It is likely that the forecast mix of future generation will be reliable. However, the actual additions for a given future year may require upward or downward adjustment to match future experience in economic performance and other factors affecting total energy and electricity demand.

Table 14. (a) Forecasts of Generating Capacity by Type, Canada

Year	(GW) Conventional Thermal				Nuclear	Hydro	Total	Percentage of Total Capacity				
	Oil	Gas	Coal	Total				Oil	Gas	Coal	Total Conventional Thermal	Nuclear
1981*	8.0	4.5	16.0	28.5	5.6	49.7	83.8	10	5	19	34	7
1982	8.1	4.9	15.9	28.9	6.2	51.1	86.2	9	6	19	34	7
1983	8.2	4.6	16.2	29.0	8.7	52.7	90.4	9	5	18	32	10
1984	8.2	4.5	17.3	30.0	10.5	56.0	96.5	8	5	18	31	11
1985	8.3	4.5	17.9	30.7	10.5	58.7	99.9	8	5	18	31	10
1990	10.6	3.7	20.7	35.0	15.5	66.7	117.2	9	3	18	30	13
1995	10.9	3.9	22.3	37.1	17.2	80.4	134.7	8	3	17	28	13
2000	11.3	3.9	24.2	39.4	19.2	96.6	155.2	7	3	16	26	12

* Actual.

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources, based on forecasts provided by Utilities and the National Energy Board.

Table 14. (b) Forecasts of Production by Source, Canada¹

Year	(TWh) Conventional Thermal				Nuclear	Hydro	Total	Percentage of Production				
	Oil	Gas	Coal	Total				Oil	Gas	Coal	Total Conventional Thermal	Nuclear
1981*	7	10	56	73	38	232	343	2	3	16	21	11
1982	8	11	66	85	36	240	361	2	3	18	23	10
1983	8	11	65	84	45	247	376	2	3	17	22	12
1984	8	11	63	82	61	254	397	2	3	16	21	15
1985	7	12	70	89	63	263	415	2	3	17	22	15
1990	10	16	73	99	96	313	508	2	3	14	19	19
1995	11	18	92	121	114	369	604	2	3	15	20	19
2000	12	13	102	127	138	441	706	2	2	14	18	20

¹ To satisfy electricity demand in Canada. Does not include exports to the United States.

* Actual.

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources, based on forecasts provided by Utilities and the National Energy Board.

EXPORTS AND IMPORTS

International electricity exports in 1981 represented 1% of net generation in Canada, while imported electricity accounted for less than 1% of total demand. Net exports to the United States increased by about 1% during 1981, to a total of 33 875 GWh. This resulted from exports of 33 722 GWh and imports totalling 1 497 GWh. This was up from 7% in 1980 and represents an all time high in net exports.

Three provinces registered increases in net exports during 1981. In Manitoba and Quebec these increases were negligible (0.4% and 2.5% respectively). However, British Columbia's net exports in 1981 were over seven times as large as 1980 levels, reaching 7 924 GWh from 1980's total of 913 GWh. This growth is attributable to unusually high precipitation during the year, resulting in an estimated 22% increase in growth of hydro generation, coupled with the demand for the energy to displace oil-generated electricity in the United States.

Net international exports declined by 15.5% in New Brunswick. This resulted from a change in an agreement which the province has with a group of U.S. utilities. The portion of N.B. Power's Colson Cove plant, for which the U.S. utilities cover the fixed costs, was reduced to 33 MW from 400 MW.

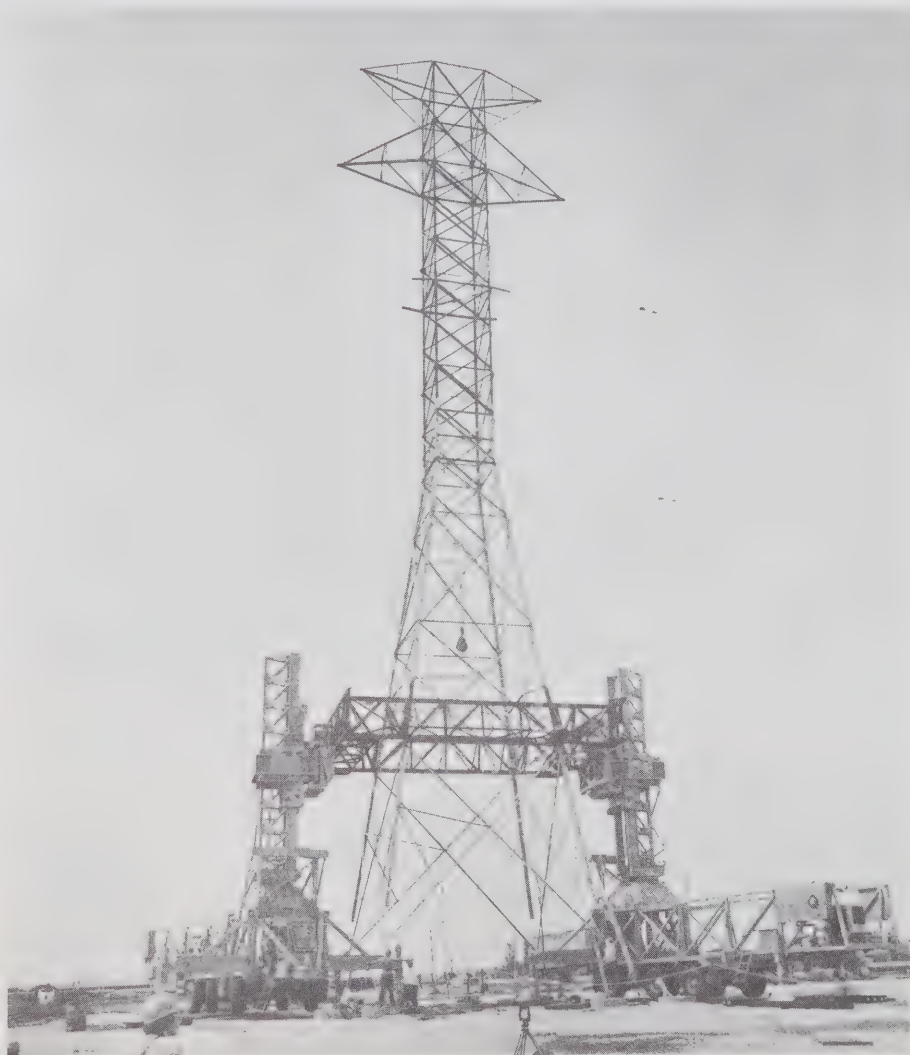
While net exports increased significantly in 1981 alone, it is evident from Table 15 that both the amount of energy exported to the U.S. and the revenue received have increased substantially in the five year period from 1977. The major reasons for increased exports are periods of inadequate supply in the U.S., and displacement in the U.S. of high-cost electricity generated from oil by imports of relatively low-cost electricity. Canadian exports of electricity have been generated primarily from hydro and coal, with comparatively small amounts generated from oil and nuclear. This distribution is expected to continue in the future with the majority of export licenses, described in the section "Developments in 1981", stemming from hydro and coal genera-

tion. The major exception is the New Brunswick license which will be the first nuclear power export contract.

There are about 30 Canada-U.S. interconnections of 69 kV or over, with a power transfer capacity of about 10 000 MW. There were no additions to interconnection capacity during 1981 (Table 16). The 230 kV interconnection between Saskatchewan and North Dakota will be commissioned in May of 1982. An application by the Nebraska Public Power District (NPPD) for a transmission link with Manitoba was denied by the South Dakota Public Utilities Commission. However, pending further action by

NPPD, Manitoba Hydro is still prepared to meet an in-service date in the late 1980's.

Planned or proposed additional or upgraded interconnections between Canada and the U.S. are indicated in Table 17. In addition, Hydro Québec expects to have a 1000 MW high voltage direct current converter station at Chateauguay in service by 1984. This will permit the utility greater flexibility in transmission interconnection for both exports and imports. For example, importing 500 MW during peak winter periods will reduce the proposed gas turbine peaking units by a like amount. Hydro Quebec is



Manitoba Hydro staff designed a tower lifting machine which permits towers to be raised to install heavier conductors while keeping the existing conductors in service.

negotiating with New England utilities for a 600 MW interconnection, expected to be in service for 1986.

In 1981, a number of applications for electricity exports were filed with the National Energy Board. The New Brunswick Electric Power Commission applied to export a total of 335 MW from the Pt. Lepreau nuclear plant to five utilities in Maine and Massachusetts. The firm power contracts would extend to 1990 and 1995. A decision is expected early in 1982.

Hearings were conducted in January 1982 on Ontario Hydro's application to export about 1000 MW of firm power to General Public Utilities Limited (GPU) of New Jersey. The proposal involves a 1200 MW HVDC cable interconnection under Lake Erie to Pennsylvania. The export contract would be in effect from 1985 to 1995 and the utility's Nanticoke coal-fired thermal generating station would supply most of the power.

Ontario Hydro obtained approval for a new double circuit 345 kV interconnection with the Power Authority of the State of New York (PASNY), at Niagara. The in service date is scheduled for February 1984. In August 1981, sale of the entire output of the 254 MW J.C. Keith generating station to GPU commenced. The contract extends for a three year period.

In the fall, Quebec invited the New England States to make the province an offer for purchase of surplus hydro power on a long-term basis. The power could include not only surplus expected to be available by the mid-1980's from Quebec's James Bay project, but also construction of new capacity primarily for export as base load. This move represents a shift in Quebec government policy, since the province has in the past declined to provide firm power under a long-term contract, nor would it build capacity for export.

Interprovincial

Good water conditions in both British Columbia and New Brunswick contributed to increases in interprovincial exports of 65% and 42% respectively. Increases were also reported by Saskatchewan and Ontario of 12% and 20% respectively. Drought conditions in Manitoba resulted in a 12% increase in interprovincial imports while reduced thermal generation in Nova Scotia contrib-

Table 15. International Electricity Trade, 1977-1981

	1977	1978	1979	1980	
	(GWh)				
Exports ^(a)	18 509	20 542	30 491	28 229	34
Imports ^(a)	1 060	185	24	169	
Net Exports	17 449	20 357	30 467	28 060	34
Generation source for exports: ^(b)					
Hydro	5 738	6 984	14 941	12 336	19
Imported Coal	8 514	10 476	11 587	10 599	10
Imported Oil	2 961	2 260	3 354	2 867	1
Canadian Fossil Fuels: (coal and oil)	555	411	128	593	
Nuclear	—	—	177	30	
Other ^(c)	740	411	305	1 804	
TOTAL	18 509	20 542	30 491	28 229	34
Revenue/cost	(million \$)				
Exports	419.27	478.55	738.51	793.58	1 14
Imports	13.13	1.76	0.70	2.94	
Net Revenue	406.14	476.79	737.81	790.64	1 13

(a) Excludes no-value exchanges.

(b) Estimated from data for major utilities.

(c) Includes purchases for export where the generation source is unknown.

SOURCE: National Energy Board

Table 16. Major¹ Interconnections Between Canada and the United States

Province ²	State	Voltage	Power Transfer Capability
		(kV)	
New Brunswick	Maine	345	
Québec	New York	765	
	New York	2 × 120	
	Vermont	120	
Ontario	New York	230	
		230	
		2 × 230	
	Michigan	230	
		230	
		345	
		345	
Manitoba	North Dakota	230	
	Minnesota	230	
	Minnesota	500	
British Columbia	Washington	230	
		230	
		2 × 500	

1. 100 MW capacity or over.

2. Installed interconnections; simultaneous transfer capability can be considerably less.

ed to an 84% increase in imports, turning the province to a net import position. These interprovincial exchanges are outlined in Table A5.

There were no additions to the existing interprovincial interconnections, given in Table 18. Negotiations concerning the proposed interconnections in Table 19 continued during 1981. One of these is the Western Power Grid being discussed by the three Prairie provinces. Negotiations have been delayed to allow the new Manitoba and Saskatchewan Governments to examine the viability of this proposal. Originally, a 35-year agreement was planned during which time Manitoba would supply Saskatchewan with 500 MW and a further 1000 MW to Alberta, to be generated from newly constructed hydro-electric stations. The interconnection, now narrowed to a choice of 3 routes, would entail some 1 700 km of transmission lines and would cost an estimated \$1 billion. A final decision is not expected before the end of 1982. In addition, the 500 kV interconnection under construction between Alberta and British Columbia is now scheduled for completion in 1984.

In eastern Canada, New Brunswick and Quebec continue to negotiate strengthened interconnection between the two provinces consisting of two new lines with a capacity of about 500 MW; expected to be in service in 1986.

In 1981 Ontario Hydro agreed to purchase 12.5 billion kWh from Quebec for the period 1982 to 1987. The price is based on the cost of producing the energy at Ontario's Lakeview coal-fired station.

Figure 7

Electrical Energy, Net Transfers and Exports, 1981 (GWh)

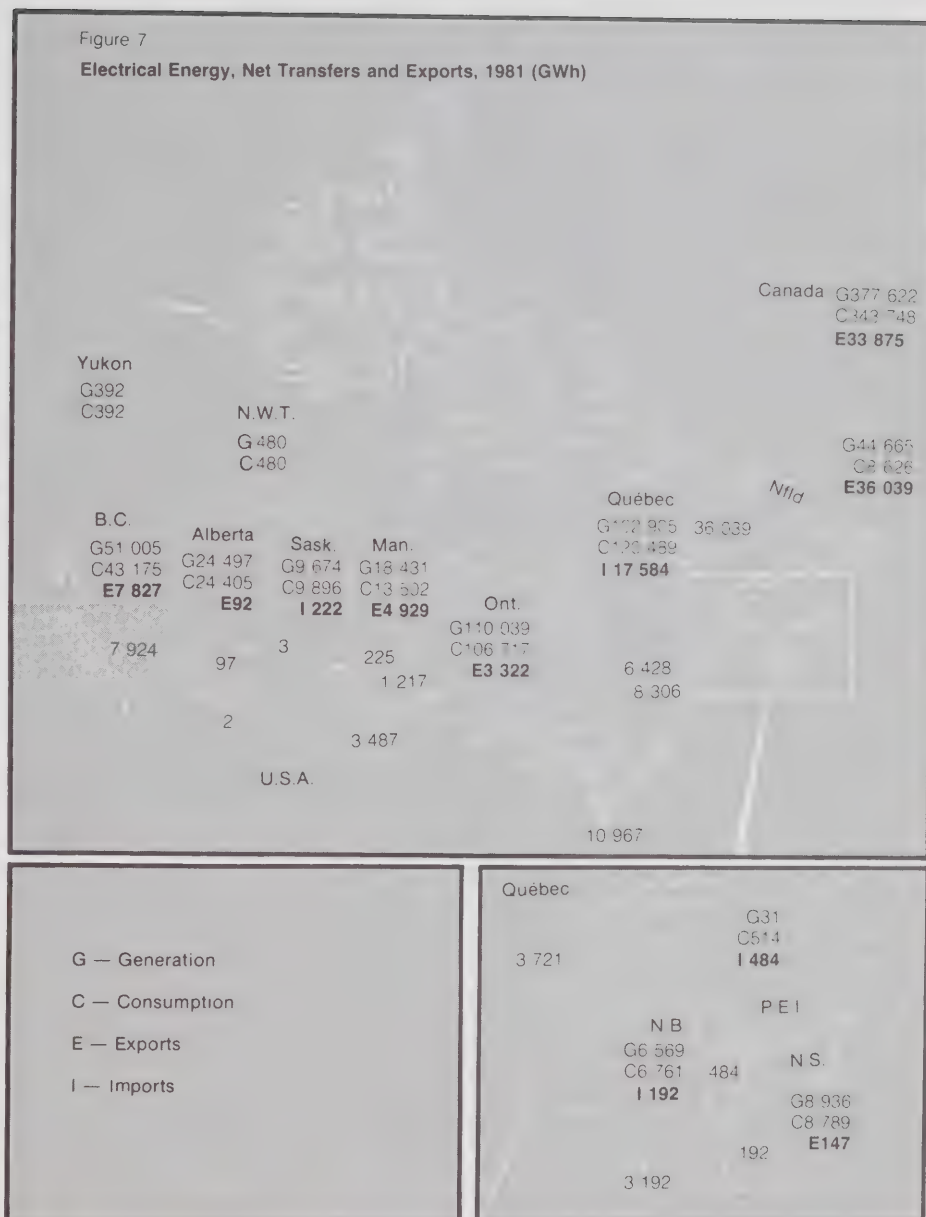


Table 17. Planned Interconnections to the United States

Province	State	Completion date	Voltage	Estimated power transfer capability
			(kV)	(MW)
Quebec ^(c)	New England	1986	300DC	600
Ontario ^(b)	New York	1984	2x345	± 150
Ontario ^(c)	Pennsylvania	1985	300DC	1 000
Manitoba ^(c)	Nebraska/Dakotas	1988	± 450DC/500 AC	1 000
Saskatchewan ^(a)	North Dakota	1982	230	200

(a) Under construction

(b) Proposed

(c) Under serious review

Table 18. Existing Provincial Interconnections

Connection	Voltage	Capacity	
		Installed	Firm
	(kV)	(MW)	
British Columbia-Alberta	1 × 138	110	80
Saskatchewan-Manitoba	3 × 230	400	400
Manitoba-Ontario	2 × 230 115	260	260
Québec-Ontario	4 × 230 9 × 120	1 300	1 300
Québec-Newfoundland	3 × 735	5 225	4 300
Québec-New Brunswick	2 × ± 230(HVDC)	460	300
New Brunswick-Quebec	2 × ± 230(HVDC)	320	160
New Brunswick-Nova Scotia	2 × 138 345	600	600
New Brunswick-Prince Edward Island	2 × 138	200	100

Table 19. Proposed Provincial Interconnections

Province	Connections	Year	Capacity	
			Installed	Firm
	(kV)		(MW)	
British Columbia-Alberta ^(a)	500(AC)	1984	800	600
Québec-New Brunswick ^(b)	2 x 230(HVDC)	1986	460	300

(a) Under construction

(b) Under serious review

Electrical energy is supplied by three sources in Canada. Private and public utilities are the primary sources of generation. In addition, a small number of industrial establishments have their own generation facilities. Most industrial establishments generate energy only for their own use, but some sell energy to municipal distribution systems or utilities.

Aggregated, industrial establishments which generate electricity supply about 80% of their total requirements. About 54% of these plants are in the forest products industry, 15% in mining and 11% in metal processing. About 80% of industrial establishments with generation facilities are in Quebec, Ontario and British Columbia, reflecting the concentration of forest product companies, mining companies and aluminum smelting companies in these provinces. Nearly 90% of electricity generated by industrial establishments is from hydro-electric sources.

As illustrated in Table 20, the amount of energy generated by industry has been decreasing proportion of the total electrical energy generated in Canada. More detailed information on the amounts of electricity generated by utilities and industrial establishments by province is provided in Table A4.

Greater public ownership of electric utilities has been the trend developing in Canada for some time. Over the years, provincial governments have taken over investor-owned electric utilities, based primarily on such considerations as the resulting lower electricity supply costs (due largely to such factors as efficiencies created by consolidation of the supply industry, and lower financing costs as a result of the provincial guarantee of debt) and the greater degree of control over electricity supply policy. Some of the provinces use electricity supply and prices as instruments of socio-economic development policy.

The major electric utilities in each province and territory in Canada, in terms of generating capacity and assets, are provincially-owned except in Prince Edward Island and Alberta. One investor-owned utility supplies electricity in Prince Edward Island. In Alberta, two major investor-owned utilities supply about 80% of the provincial supply while municipally-owned outlets supply most of the remainder. A central planning body, the Electric

CAPITAL INVESTMENT

ity Planning Council, consisting of representatives from the utilities, is responsible for coordinating generation and transmission facilities for all utilities in Alberta. In addition, greater uniformity of rate will result from the new Alberta Electricity Marketing Board. Details of the body are provided in the section: "Developments in 1981". In Newfoundland one investor-owned utility distributes 60% of the electricity used in that province; it purchases about 15% of this electricity, mainly from Newfoundland Hydro. In the Yukon and Northwest Territories, the federally-owned Northern Alberta Power Commission generates and distributes most of the electricity supplied. Two privately-owned utilities supply almost all of the remaining electricity. Additional information is provided in the special feature in this issue, "Electricity North of 60°".

Most of the electricity in all provinces is distributed to consumers by the major utilities. The one exception is Ontario, where a very large proportion is purchased from Ontario Hydro and distributed by some 330 municipal utilities. Investor-owned utilities supply a small amount of electricity in this province, some of which they generate themselves. The rest is purchased from Ontario Hydro. The names of the electric utilities in each province can be found in the Statistics Canada publication 57-204, *Electric Power Statistics Vol. I*.

As indicated in Table 21, a total of 15,555 people were employed by the electric utilities in 1980 in design, construction, administrative and operating capacities. Of this workforce, 91% were employed by public utilities, the remainder 9% by private utilities. The utilities have assets totalling \$55 billion in 1980, and revenues of \$11 billion.

It is clear from Table 21 that Hydro-Québec and Ontario Hydro are the two largest electric utilities in Canada. In fact, they ranked second and fifth respectively in North America in terms of net income in 1980. Together the two utilities account for 65% of total assets and 66% of total revenues for Canadian electric utilities.

Table 20. Production by Utilities and Industrial Establishments, 1970-1981

Year	Utilities	Industrial Establishments
		(%)
1970	84	16
1975	87	13
1977	88	12
1979	90	10
1981	90	10

SOURCE: Statistics Canada, Publications 57-202, 57-001.

Utility investment for new facilities increased by almost 12% in 1981, to an estimated \$7.8 billion. Approximately 60% was for generation, 21% for transmission, 9% for distribution and the remainder for other items.

The amount of electric utility investment relative to energy supply capital investment, total capital investment in the economy, and to Canada's gross national product (GNP), are shown in Table 22 for five year periods from 1966 to 1975, and for 1979, 1980, and 1981. This data illustrates the very capital intensive nature of electricity supply.

The original costs of utility fixed assets in service, broken down by generation, transmission and distribution, are shown in Table 23. For the Canada total, the costs remain fairly evenly divided between generation and the sub-total of transmission, distribution and "other", which includes such things as office and storage buildings. However, this investment pattern varies considerably from one region to another, depending on the type of generation mix employed. For example, the capital investment per unit of capacity added, is significantly higher for hydro capacity than it is when adding conventional thermal capacity. This is because the hydro generation station is characterized by high capital cost and low operating cost, relative to a conventional thermal plant. In addition, the hydro facility will normally require a higher capital expenditure for transmission facilities, since the generation plants are usually located in remote areas.

In Table 24, which illustrates capital expenditures for electrical system expansion by province for 1981, as well as providing estimates for 1982 to 1991, it can be seen that the average annual increase in capital expenditures from 1981 to 1991 is expected to be about 13%. Escalation is expected to be about 8-9% during this period, therefore real growth in capital expenditures is expected to be between 4 and 5%. This data is based on utility estimates received in January 1982. Since that time, both Hydro-Québec and B.C. Hydro have reduced their demand forecasts, which will subsequently reduce their expected capital expenditures during this period. As a result, although Quebec is responsible for the largest portion of these expenditures, almost 61% of the total in 1991, this pro-

portion will probably be reduced when new forecast data is available. The historical data in Table 25 indicates that capital expenditures since 1965 have increased at an average annual rate of 13.7%. The average annual rate of inflation over this period was 5.4%, which indicates that real growth was about 8.3%. There is significant excess generation capacity at present, in some provinces, which will result in lower capital investment over the next five years. This excess capacity is due to reduced growth in electricity demand that was forecast when construction was initiated, some five to ten years ago. As a result, some deferral of additional capacity is possible.

Table 21. Electric Utility Assets and Revenue, 1980

Utilities by Province	Assets (\$000)	Revenues (\$000)	Employment
British Columbia	6 627	925	4
Alberta	3 168	807	4
Saskatchewan	1 117	272	2
Manitoba	2 743	420	3
Ontario	17 485	4 847	18
Quebec	18 128	2 531	20
New Brunswick	2 403	487	2
Nova Scotia	1 034	358	2
Prince Edward Island	61	40	
Newfoundland	2 034	355	1
Yukon and Northwest Territories	213	74	
CANADA TOTAL (all utilities)	55 014	11 117	59

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202

Note: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

Table 22. Electric Utility Capital Investment

	1966-70	1971-75	1979	1980	1
Investment in electric power (\$ billions)	6.8	12.9	6.4	6.4	
As percentage of investment in:					
Total Energy	55	56	55	44	4
Total Economy	8	9	12	10	
As percentage of GNP	1.9	2.0	2.8	2.2	

SOURCE: Energy, Mines and Resources data and Statistics Canada Publications 61-205 and 11-003E.

Table 23. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service

	1970		1975		1977		1978		1979		1980	
	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)	(\$000)	(%)
Generation	6 883	48	10 549	48	14 628	51	16 320	51	19 177	52	22 431	53
Transmission	3 087	22	4 802	22	5 804	20	6 209	20	7 421	20	8 465	20
Distribution	3 228	23	5 007	23	6 302	22	7 168	22	7 950	21	8 739	20
Other	1 043	7	1 712	7	1 968	7	2 278	7	2 601	7	2 927	7
Total	14 241	100	22 070	100	28 702	100	31 975	100	37 149	100	42 562	100

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202

Table 24. Forecast of Electric Utilities Capital Expenditures

Province	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991
	(Millions of Current Dollars)										
Alberta	156	208	217	120	129	172	183	204	231	262	268
British Columbia	12	14	6	4	7	7	7	7	7	7	8
Manitoba	49	96	191	202	190	219	231	88	164	198	203
New Brunswick	286	161	61	42	44	48	56	54	50	50	40
Ontario	2 793	3 219	3 589	3 408	3 597	5 186	6 534	8 729	12 095	14 864	16 567
Quebec	2 460	3 032	3 245	2 647	3 219	3 252	3 704	3 490	3 606	3 342	3 579
Saskatchewan	107	132	140	117	90	85	106	244	366	399	422
Atlantic	226	263	340	400	394	440	480	670	970	550	560
Yukon	585	829	1 020	1 209	1 073	1 043	1 177	1 446	1 574	1 725	1 577
Northwest Territories	1 084	1 385	1 408	1 427	2 042	2 948	3 594	3 775	3 990	4 049	4 110
Total	7	8	18	6	17	28	11	17	13	13	14
Canada	7 765	9 347	10 235	9 582	10 802	13 428	16 083	18 724	23 066	25 459	27 348

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources based on Utility Estimates.

Fiscal and calendar years combined.

FINANCING

From 1960 to 1976, debt was increasingly used to finance utility expansion. In 1976, debt accounted for 88% of capitalization in those provinces which have predominantly publicly owned utilities, while it was 51% for those provinces which have predominantly investor-owned utilities. By 1980, debt for publicly owned utilities decreased slightly to 87% while it was 48% for investor-owned utilities. The higher degree of business risk faced by the investor-owned utilities which provide most of the electricity in PEI and Alberta, requires that their debt be a lower percentage of the total. The debt of the publicly owned utilities is guaranteed by the provinces in which the utilities are located. Table 26 indicates that the debt proportion has been declining slightly since 1976, as utilities are using internally generated funds for a greater percentage of new capital requirements. Studies indicate that a debt of approximately 80% of the capital structure is appropriate for publicly-owned utilities, so the reduced debt portion is a prudent move. In this period of heavy capital requirements for system expansion, plus uncertainty and high interest rates in the money markets, it is prudent for utilities to be financially sound.

The debt of the Federal Crown Corporation, the Northern Canada Power Commission, which supplies most of the electricity in the Yukon and Northwest Territories, is provided by the federal government.

The utilities used internally generated funds (net income plus non-cash charges to income) for about 30% of the capital expenditures during 1980, about the same as for the period of 1965-75. It is expected that over the next five years, internally generated funds will meet about 30-35% of capital requirements.

Table 25. Historical Electric Utility Investment

Year	Generation	Construction			Machinery and Equipment	Total
		Transmission and Distribution *	Other	Sub-Total		
(millions of current dollars)						
1965	438	277	12	727	212	
1966	493	281	13	787	356	1
1967	577	262	36	875	390	1
1968	533	301	54	889	443	1
1969	511	281	63	856	546	1
1970	581	449	28	1 057	554	1
1971	572	472	36	1 079	668	1
1972	636	449	50	1 135	619	1
1973	808	539	69	1 417	827	2
1974	1 049	598	53	1 700	1 054	2
1975	1 691	874	96	2 661	1 296	3
1976	1 803	821	30	2 654	1 574	4
1977	2 205	911	43	3 158	1 726	4
1978	2 339	1 199	233	3 761	2 175	5
1979	2 516	1 424	181	4 121	2 243	6
1980	2 291	1 434	296	4 021	2 426	6
1981(a)				4 481	2 715	7

* Transmission and Distribution includes street lighting. Generation includes transformer stations, dams and reservoirs.
(a) Intentions, breakdown not available.

SOURCE: Statistics Canada Publications 57-202, 61-205, and 61-206.
Canada Year Book 1968-79.

Table 26. Electrical Utility Financial Structure

Province	1970		1975		1976		1977		1978		1979		1980	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
	(%)													
Newfoundland	82	18	81	19	79	21	76	24	73	27	74	26	72	28
Prince Edward Island	45	55	58	42	53	47	54	46	50	50	51	49	51	49
Saskatchewan	77	23	101	-1	103	-3	102	-2	99	1	98	2	95	5
New Brunswick	88	12	91	9	92	8	92	8	94	6	93	7	91	9
Québec	74	26	75	25	76	24	76	24	77	23	76	24	75	25
Ontario	66	34	74	26	77	23	77	23	79	21	79	21	78	22
Manitoba	93	7	96	4	97	3	97	3	95	5	93	7	93	7
Alberta	81	19	70	30	73	27	77	23	78	22	78	22	79	21
British Columbia	56	44	53	47	49	51	47	53	47	53	46	54	44	56
Yukon and Northwest Territories	94	6	94	6	94	6	95	5	87	13	86	14	86	14
N.A.	77	23	99	1	98	2	99	1	98	2	98	2	97	3
N.A.	75	25	79	21	83	17	80	20	80	20	79	21	78	22

Debt: Long-term + short-term.

Equity: Total of reserves and capital surplus.

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202.

Table 27. Average Revenue From Electricity Sales by Province

Province	1968	1970	1972	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980
	(CURRENT CENTS /kWh)									
Newfoundland	0.9	1.0	1.1	1.3	1.4	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3
Prince Edward Island	2.9	2.8	3.0	3.7	4.1	5.1	5.9	6.4	7.2	8.1
Saskatchewan	1.9	1.9	1.8	2.0	2.5	2.8	3.9	4.4	4.6	4.5
New Brunswick	1.5	1.6	1.5	1.6	1.9	2.0	2.4	3.2	3.7	4.1
Québec	0.9	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	1.5	1.7	2.0	2.2
Ontario	1.0	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.3	2.4	2.6	2.9
Manitoba	1.1	1.1	1.0	1.2	1.4	1.7	1.9	2.3	2.7	2.8
Alberta	1.9	1.7	1.6	1.6	1.8	2.1	2.4	2.7	2.7	2.9
British Columbia	1.6	1.5	1.5	1.7	2.0	2.4	2.7	3.1	3.2	3.4
Yukon	1.2	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	2.1	2.2	2.4	2.6
Northwest Territories	—	2.2	2.4	2.6	2.7	3.5	4.1	4.4	4.9	5.3
N.A.	—	2.5	3.2	3.6	4.0	5.2	6.9	7.7	9.0	10.0
N.A.	1.1	1.1	1.2	1.3	1.5	1.7	2.0	2.3	2.5	2.8

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202.

COSTING AND PRICING

Costing

The unit cost of supplying additional electricity increased rapidly during the 70's. However, in recent years cost increases have been about equivalent to the rate of inflation, resulting in little increase in the real cost of electricity. It is expected that most of the large electricity cost increases are now behind us and there will be few real cost increases during the 1980's in most parts of Canada.

The two basic reasons for the rapid increase in the cost of new facilities in the 70's were the significant increase in the rate of inflation, and the dramatic increase in the cost of fossil fuels.

High levels of inflation affect the electric utility industry in two ways: by increasing the capital cost of constructing additional facilities and by increasing the interest rate that must be paid for borrowed funds, a major consideration for such a capital intensive industry. The average interest on long-term utility debt is shown in Figure 8, for the period 1966 to 1981. The index of electric utility construction costs is shown in Figure 9. This figure illustrates the very significant increase in utility construction costs between 1973 and the present, a trend shared by most capital projects. Construction costs parallel the CPI index prior to 1973 and from 1977 to the present. However, they increased very rapidly, even relative to the rate of inflation, as measured by the CPI, during the period 1973 to 1977.

Figure 10 indicates the sharp increases in fossil fuel costs, which the utilities have experienced during 1973 and 1974. For Canada in total, the fuel cost per kWh generated from fossil fuels has increased five-fold between 1973 and 1980, but oil costs moderated somewhat in 1981. The impact of this cost increase varies considerably from one region of the country to another, depending on the type of fuel used, its source and the percentage of total energy supply derived from fossil fuel plants. Earlier sections of this publication provide regional breakdowns for fuel use and generation mix.

Pricing

Data on the average revenue from electricity sales for each province is provided in Table 27. The unit revenue for Canada was quite stable up to about 1972, when the cost began to escalate for reasons outlined in the section on Costing. These costs increased more rapidly in some regions than others, depending on differences in generation mix, fuels used, and the rates of system expansion, to meet the increased demands for electricity. Table 28 gives monthly electricity costs for selected Canadian cities, and Table 29 details the average annual rate increases for all customers, by major utilities in each province since 1974.

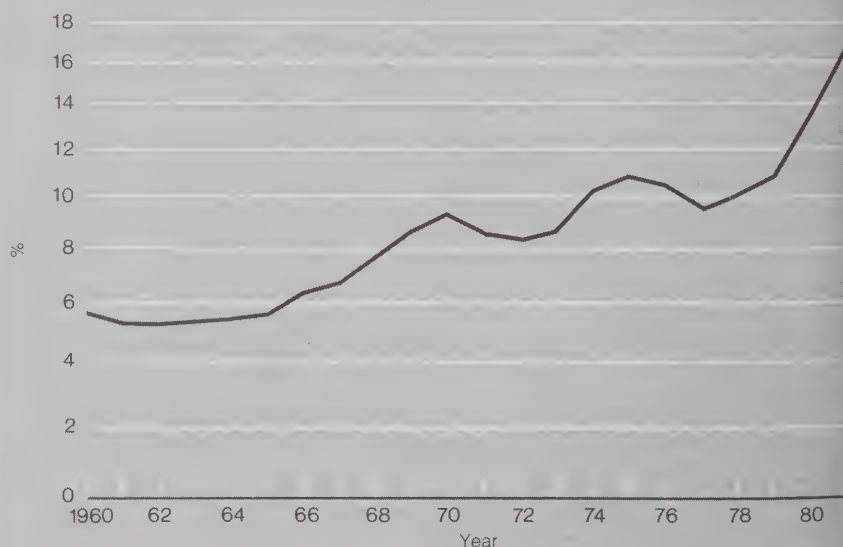
Figure 11 which illustrates the movements of the electricity and oil/gas components of the Consumer Price Index, as well as the movement of the Consumer Price Index total, indicates that the

electricity price component has increased more slowly than, or equal to, the rate increase of the CPI for most of the period since 1955. The sole exception is the period from 1974 to 1977, when the electricity price component increased at a much faster rate than the CPI rate of increase. However, the electricity price component is seen to be increasing at a slower rate than the energy price component.

Ontario Hydro has developed a set of proposed rate changes which incorporate most of the Ontario Energy Board (OEB) suggestions from the December 1979 report on the utility's costing and pricing methods. It was recommended that time differentiated rates based on accounting costs be introduced initially to large customers. It had been intended to have proposed rate changes heard by the OEB in 1981 for introduction in 1982. However, Ontario Hydro decided that the

Figure 8

Average Interest on Public Utility New Long-Term Debt, 1960-1981.



Source: McLeod, Young, Weir Utilities Bond Yields.

ected customers have not had adequate time to assess the proposed changes and comment on them. Their objections will be heard until 1982, and the new rates will not be introduced until 1983 at the earliest.

Hydro Quebec has altered its domestic rate structure from a declining block rate to an inverted block rate structure, where the cost per kilowatt hour increases with the amount consumed. Hydro Quebec is the only Canadian utility to implement this type of rate structure.

There has been little public discussion of rate structure changes, such as time differentiated rates, in other provinces. However, several utilities indicate that they are moving away from the declining block rate, toward a rate structure consisting of a fixed service charge, plus a single rate for energy. They are also reducing the number of rates and in general, simplifying the rates.

Table 28. Monthly Electricity Costs for Selected Canadian Cities, January 1981

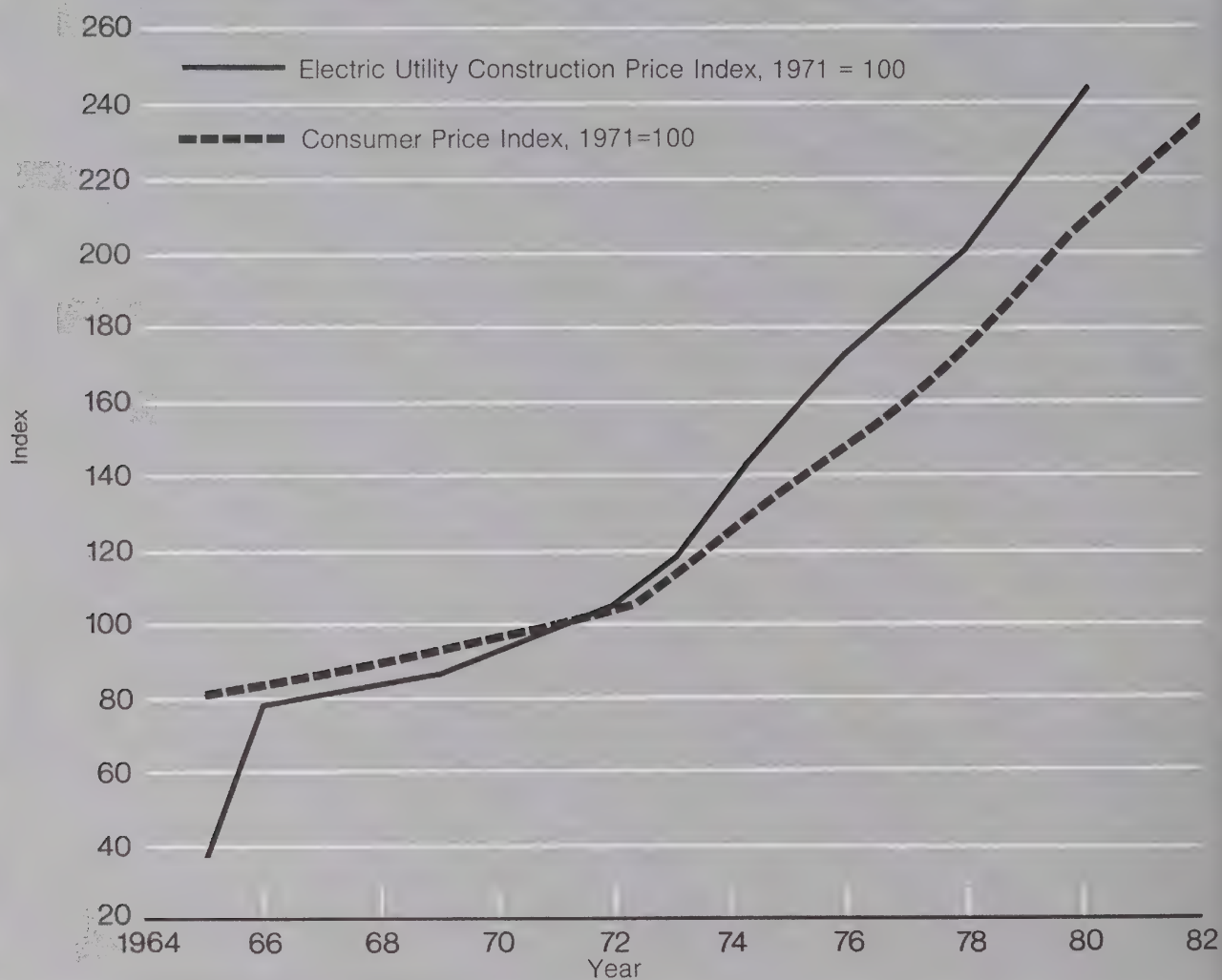
Sector	Residential	Commercial	Industrial
Billing demand (kW)	—	100	1 000
Consumption (kWh)	1 000	25 000	400 000
	(\$)		
Vancouver	36.63	915.13	10 587.57
Calgary	33.74	1 077.54	11 668.19
Edmonton	33.60	991.90	12 526.88
Regina	31.67	935.60	11 288.40
Winnipeg	30.86	815.31	9 765.31
Toronto	35.70	1 138.05	13 554.00
Ottawa	32.60	849.58	11 994.58
Montreal	30.40	1 023.50	11 719.00
Moncton	48.62	1 576.50	15 350.00
Halifax	49.15	1 587.75	16 411.06
Charlottetown	78.78	2 387.70	28 040.35
St. John's	42.80	1 188.83	13 496.08
Whitehorse	48.48	1 632.10	n/a
Yellowknife	55.87	1 808.00	n/a

n/a: not applicable

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-203

Figure 9

Price Index Trends in Electric Utility Construction, 1965-1981



Statistics Canada Publication 62-007

Figure 10

Unit Cost of Fossil Fuel for Electricity Production, 1960-1980

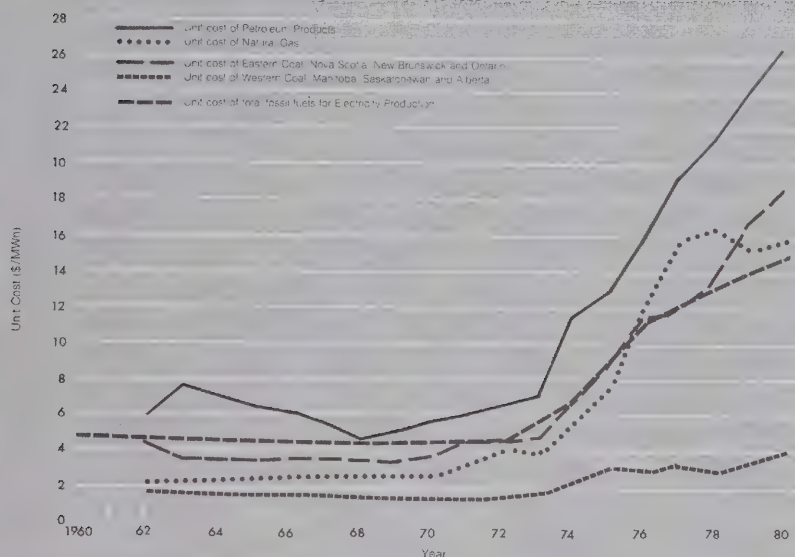


Table 29. Average Annual Rate Increases, 1974-1981

UTILITY	RATE CHANGES (%): AVERAGE OF ALL CUSTOMER CLASSES							
	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
C. Hydro	15.0	6.2	14.2	12.1	13.4	5.5	7.6	10.0
Alberta Power	19.0	21.3	11.4	20.2	-	-	12.3	28.9
Manitoba Hydro	5.2	17.6	25.8	14.7	15.6	7.5	-	13.0
Edmonton Power	-	13.6	10.1	6.0	8.1	-	26.0	12.0
Saskatchewan Power	-	27.0	13.0	17.0	3.3	8.3	7.9	16.1
Ontario Hydro	18.1	17.4	16.6	15.0	14.9	14.4	— ⁽¹⁾	-
Quebec Hydro	9.9	11.4	14.9	25.6	5.7	7.7	7.3	10.0
Hydro-Québec	-	9.8	10.3	9.9	18.7	13.7	13.3	10.6
B.C. Power	-	10.0	12.0	16.6	9.9	7.9	7.8	9.8
N.S. Power	-	4.6	-	43.0	14.0	12.5	— ⁽²⁾	-
Britannia Electric	10.0	20.0	-8.0	17.0	13.0	-	13.1	21.4
Ed. Light & Power	6.4	33.5	13.4	9.8	21.2	12.4	11.8	14.6
Ed. Hydro	— ⁽³⁾	— ⁽³⁾	14.0	8.4	25.0	-	19.0	15.8

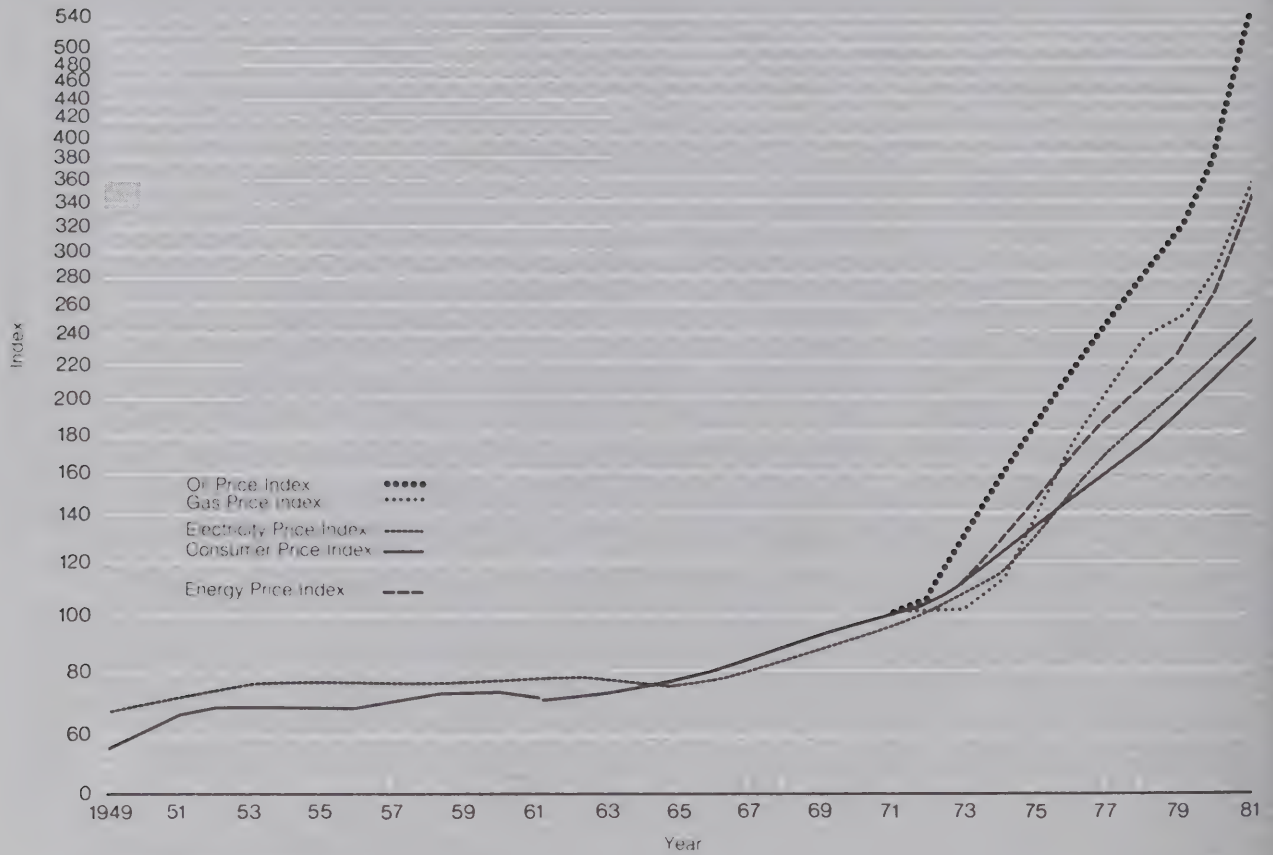
NOTES

The provincial government froze the rates in 1979 until 1984.

The provincial government froze the rates in 1980.

Information available only from 1976.

Figure 11
Price Indices, 1949-1981



Statistics Canada Publication 62-010

ALTERNATE ENERGY SOURCES

This section provides an update on the status of developments in Canada for alternative energy sources – geothermal, wave energy, river current energy and tidal energy, as well as small scale hydro and photovoltaics.

Geothermal Energy

Federal government geothermal energy research and development funding began in 1976. Originally, the prime objective of the program was to identify and assess exploitable geothermal resources in Canada. With increasing knowledge of the resource, the research is shifting towards extraction technology, although the resource work will continue. The program has identified probable geothermal sources for electricity production at Meager Creek in British Columbia.

The Meager Creek resource is in the final stages of assessment. A deep well drilling program is continuing into 1982. Following assessment of the results, a decision will be taken as to whether or not a demonstration generating plant will be built; it is unlikely that construction of such a plant would begin before 1984. If a plant is built, it is likely to be about 50 megawatts, completed in about five years and at a cost of about \$100 million. The potential for the Meager Creek site has been estimated in the range of 500-1000 megawatts of electricity generation.

Wave Energy

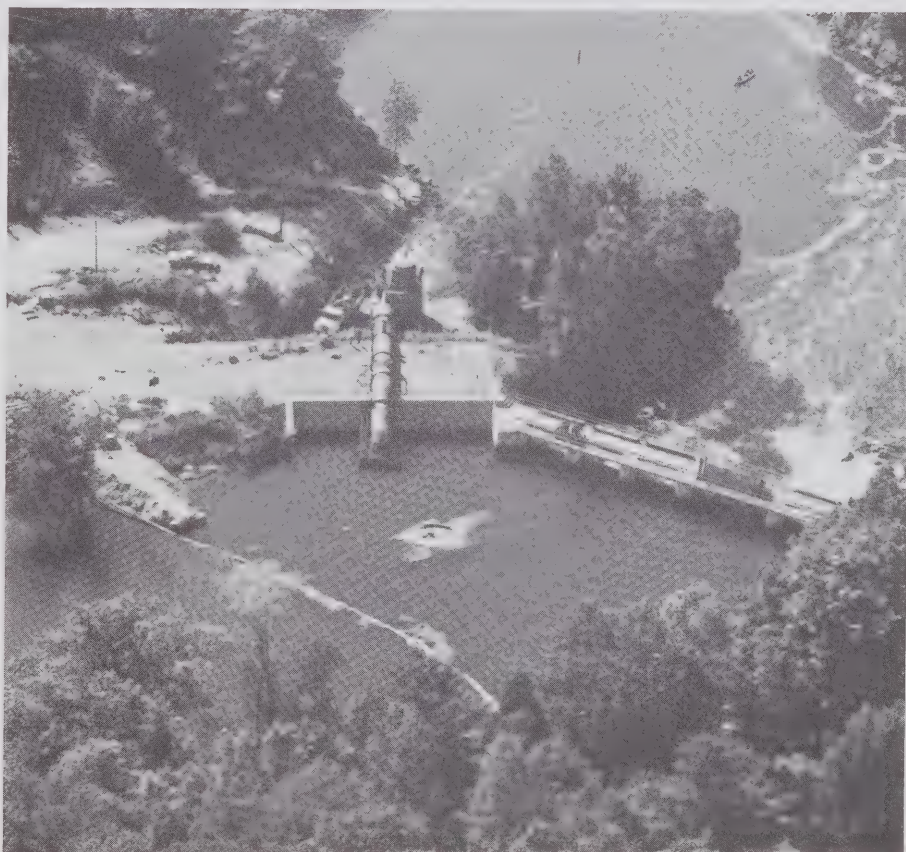
The extraction of energy from waves must be considered to be a long range endeavour and an uncertain competitor with other energy sources available in Canada. Current estimates of wave energy costs are 10-20 times that of energy from conventional sources. Several studies have been conducted on Canadian wave energy potential and Canada has participated in a wave experiment with the International Energy Agency. As a result, it has been recommended that further work on wave energy devices be reduced and only a state of the art awareness of this technology be maintained. A similar conclusion has been reached by Britain, which has sub-

stantially reduced its funding for the wave energy assessment program.

Energy from River Currents

A study has identified those stretches (or reaches) of Canada's fourteen largest rivers and tidal estuaries in which currents exceed 1.5 mps (meters per second), width exceeds 50 meters and depth exceeds 3 meters; criteria from which a large electricity generation potential exists. For example, if three of the largest Canadian rivers – the Fraser, the Mackenzie and the Slave – were tapped by large vertical axis water mills (VAW), it is estimated that they could produce 6 000 MW at 35% efficiency from the potential of the current. However, extraction of current energy requires very large machines.

For open river and tidal currents, Canada is actively pursuing the VAW technology. The design is very similar to the vertical axis wind turbine except that the VAW has straight hydrofoil blades mounted on the vertical axis. The test results were very encouraging (40% efficiency). Other tests on this design are being conducted, including flow acceleration by means of ducting. A contract has been set by the federal government that will result in the manufacture of three VAWs of about 2 meter diameter, each with about a 5 kW output. One of these units probably will be tested in the St. Lawrence River, another in a Nova Scotia tidal setting and a third used for cross-country demonstration purposes. If these prove successful, the next stage might be a 15-20 foot diameter unit.



Ontario Hydro's Wasdell Falls Mini-Hydel generating station, placed in service in 1981. A similar unit has been placed in service by Ontario Hydro at Sultan.

Wind Energy

The major objectives of the Canadian wind energy program remain:

- (a) to determine under what circumstances wind energy can make a viable contribution to Canadian energy supplies.
- (b) establish the technology of wind energy conversion systems (WECS) appropriate to Canadian conditions.
- (c) encourage and support Canadian industrial initiatives in the design and manufacture of WECS for both domestic and export markets.

The Canadian research and development effort has concentrated exclusively on the vertical axis wind turbine, since it is considered to be the most cost-effective design for generating electricity. Information is now being collected on the performance of relatively small vertical axis wind



Aerial view of construction of Nova Scotia Power's Annapolis hydro demonstration plant, being installed in the existing causeway across the tidal river. The project is designed to demonstrate a new concept for low-head and tidal applications. The low-head 17 MW straight-flow turbine will be in service in 1983.

turbines. Manufacturing technologies have been established for machines up to 250 kW. Cost projections indicate that they are economically viable for some applications, but there are technical considerations that require further investigation, including a greater understanding of structural reliability. Research is being carried out on aerodynamic performance, load calculations, airfoil characteristics, structural dynamic analyses and systems analyses. Field trials are underway to

provide physical verification of the analytic techniques, including 10 and 100 kW wind/diesel hybrids, and 50 and 230 kW grid-coupled units.

Hydro-Québec and the National Research Council are cooperating on project AEOLUS (the Greek god of the winds), which will result in the world's largest vertical axis windmill, to be completed by about 1986. The preliminary specifications for the AEOLUS estimate

its height at approximately 110 meters, with a swept area of 4000 square meters. The cost will be in excess of \$30 million. This will be the first megawatt-scale vertical axis wind turbine and it is hoped it will be the forerunner of a number of such grid-coupled supplements to the power base of utilities.

Tidal Energy

The economic and financial feasibility studies of Fundy tidal power, which were



The four small ponds in the left foreground are used to raise fish, using the warm discharge water from New Brunswick Power's Grand Lake coal-fired generating station.

completed in 1977, were updated in 1981. Preliminary results from those studies indicate that the larger B-9 site (4500 MW), across the Cobequid Bay would be economically and financially feasible, if about 90% of the power were exported to the United States. After review by the federal-provincial governments, a decision will be made as to what further steps will be taken towards the goal of developing a full scale tidal power project in the Bay of Fundy.

Small Scale Hydro

Several provinces are continuing to assess small scale hydro potential and a number of demonstration projects are being developed. Emphasis has been given to the potential replacement of diesel generation in remote communities.

Analysis at this time indicates that the expansion of existing small hydro stations or the retrofit of decommissioned hydro units within power grids is economically and financially viable. However, the development of new small hydro sites will involve greater capital costs, which is seen as a major restraint for developers, due to the longer pay-back period.

Under the Federal Conservation and Renewable Energy Development and Demonstration Agreements (CREDA), the federal government supports five small-scale hydro projects in British Columbia, one in the Yukon, three in Nova Scotia and one in Prince Edward Island. In addition, the Remote Community Demonstration Program (RCDP), announced by the Minister of Energy, Mines and Resources in April 1982, allocates \$24 million in federal funds to reduce oil consumption for electric generation and space heating in areas not connected to an electrical grid or natural gas system. Small scale hydro development is expected to contribute significantly to the program.

The Ontario Government has instigated an extensive study to identify an inventory of suitable small hydro sites. The inventory will include crown land sites, canal dams and private dams. The Government is also supporting three micro-hydro systems: the 80 kW Galt Energy System at Guelph Dam, the 18 kW Leroy-Somer Canada Limited installation at the Dovion Fish Hatchery sub-station north of Thunder Bay, and the 30 kW system of Barber Hydraulic Turbine Limited north of Toronto. Ontario's Energy

Minister also announced approval for private development of small hydro sites which produce an average energy capacity of less than 2 MW. This permits all prospective developers to apply for the right to develop Crown-held small and micro-hydro projects on an equal basis. Its publication "Micro-Hydro Power" serves as a guide for private developers working on installations of 100 kW or less.

The Federal Department of Public Works has recently announced a call for proposals for the leasing, rehabilitation and operation of the Rideau Falls generation station in Ottawa. The project will serve as an example to encourage private developers of small hydro projects on crown land.

The Federal Department of Energy, Mines and Resources, in cooperation with Environment Canada, organized and participated in a conference on Environmental Compatible Hydro Development. The conference, which took place in May 1981, was sponsored by the Ontario Region of the Canadian Water Resources Association. The conference focused national attention on the environmental benefits of hydro-electric power development, particularly the small-scale and low-head plants.

Photovoltaics

Photovoltaics refers to the technology of direct conversion of sunlight to electricity. This solid-state technology is in the general area for which Canada has established an industrial base over the last few decades. To date, the generation of electricity by photovoltaic devices has been limited to low power needs (remote microwave repeater stations) or exotic installations (earth satellite power supplies). Research is now underway to examine reducing costs and increasing reliability to the point where photovoltaics can make a small but significant contribution to Canada's electrical supply. This is a long-term electrical option but the underpinnings of the technical capability must begin now.

Structure of Research and Development in Canada

The administration and execution of electrical research in Canada is carried out by governments, industry, associations, consultants and academic institutions. Research and development must encompass not only electrical topics in a narrow sense but a broad range of civil and mechanical engineering disciplines, social and economic topics and environmental questions, all of which contribute to the production, distribution and use of this energy form.

At the federal level, the Department of Energy, Mines and Resources (EMR), the National Research Council (NRC), the Natural Sciences and Engineering Research Council (NSERC) and Atomic Energy of Canada Limited (AECL) have administrative and, in the cases of NRC and AECL, functional responsibility for electrical research. Co-ordination of federal energy R&D is provided by the Interdepartmental Panel on Energy R&D. It is responsible for making recommendations to Ministers on present and future energy R&D programs. Its mandate includes monitoring of all federal energy R&D activities in the context of the whole national effort and of international activities. EMR provides the chairman and secretariat to the panel. In addition EMR provides funding in the form of grants to the Canadian Electrical Association (CEA) and, under the Research Agreement Program, to academic institutions. In addition to in-house research, the NRC contracts to industry. The NSERC provides funding to academic institutions under regular operating grants, strategic grants and PRAI (project research applicable in industry) grants.

Four of the public utilities (Ontario Hydro, Hydro Québec, Saskatchewan Power and B.C. Hydro) maintain in-house research programs which undertake a variety of activities linked with the design and operating characteristics of the electric utility business. In addition, Manitoba Hydro participates in the research activities of the newly established Manitoba HVDC Research Centre, as well as contributing to the funding of this organization.

Notwithstanding the research programs mentioned above, the structure of electrical research in Canada is enhanced by CEA's research program. While the CE

program is modest in size when compared to the major investments made by the federal government and the direct investments by the utilities having research facilities, it provides a basis for coordinating the research efforts of all utilities with a view to minimizing duplication and filling gaps. The CEA program is a co-operative venture funded jointly by the federal government and virtually all Canadian electric utilities. As a result of the participatory aspect of the program, there is an opportunity for all utilities and government departments represented on the advisory committees to participate in the design of the program. They are encouraged to identify research topics and manage the performance of studies which have been selected through a sub-committee structure. The studies are contracted out to industry and academic institutions and the utilities having research facilities. Apart from administering the research program, one of the priorities of the CEA is continuing liaison with international research organizations to further optimize program selection for Canadian utilities.

Overview of Research Programs

Federal Government

The Atomic Energy of Canada's (AECL) research program for nuclear power development includes activities aimed at improving the reliability and safety of nuclear stations. Expenditures for 1981/82 on nuclear research and utilization are expected to be \$111.5 million, an increase of 13% from 1980/81. A total of \$17.5 million of this grand total is dedicated to R&D on the immobilization and disposal of radioactive waste. The research mandate is the development and application of nuclear power for peaceful purposes. There are six major categories of research. They are: power reactor systems; advanced fuel cycles; environmental protection and radioactive waste management; heavy water processes; underlying and advanced systems research; and new applications. Heavy water development continues to attract attention with the objectives of improving the performance of existing designs and considering alternative methods of producing heavy water.

The program is also directed to work on developing fuels, including thorium, and to reprocess irradiated fuels for future CANDU reactors with advanced fuel cy-

cles. This would secure fuel supply for long-term operation. The possible applications of the Hydrogen-Water Exchange processes in heavy-water upgrading and tritium removal are also being investigated.

Considerable progress has been achieved in the research and development program to establish the technologies needed for the permanent disposal of nuclear fuel wastes. Emphasis has been given to the possible disposal of this waste in stable geological formations found in the Canadian shield. These formations are called plutons. Various types of plutons are being investigated in areas of Ontario.

A large-scale Underground Research Laboratory is planned near the Whiteshell Nuclear Research Establishment. The laboratory would be constructed at a depth of about 300 metres and would be the first test facility to be built below the water table in an undisturbed rock formation. Another important area of work involves continuing studies on material performance under intense radiation.

In support of the federal government's off-oil program, AECL is conducting investigations into new applications for nuclear energy, including its application for tar-sands extraction, production of hydrogen by electrolysis, and the use of small (mini) reactors for space heating purposes. Other notable areas of research are aimed at greater understanding at the scientific levels. Subjects such as the physics of radioactive matter and the chemistry of fuel development and waste management are being examined. Developments in these areas will support future advancement of nuclear energy technology.

The non-nuclear areas of the federal energy research program have particular relevance to electrical energy. The main objectives stem from the 1980 National Energy Program and include R&D into substitution, alternate energy sources and efficient energy utilization. Emphasis has been placed on improved coal-firing and fluidized bed combustion, cogeneration, electrical transmission, the application of wind energy to the electric grid and development of water turbines to generate electricity from waves, currents and tides.

The National Energy Program allocated \$260 million for the period 1980 to 1983 to expand the core research and development program. An additional \$4 million has been designated to support coal R&D in the Atlantic provinces; and \$50 million to carry the technical risks involved in the use of new coal technologies, such as fluidized bed combustion. Two alternative energy sources have received particular attention. The sum of \$18.7 million in federal funds has been allocated to the construction of an experimental fusion device, Tokamak, at Varennes, Quebec. In addition, the Aeolus wind demonstration project will receive \$30 million in funds from NRC and Hydro Quebec. It will be capable of generating 3.8 MW and will supply power directly into the Hydro-Quebec grid. Electrical energy "storage" systems, electric space heating thermal storage, heat pumps and studies regarding expanded coal use in electricity generation are some of the other areas being investigated.

Hydro-Québec

The research program conducted by Hydro Quebec's Research Institute (IREQ) has four major areas of activity: electricity generation and conservation; transmission and distribution systems; system analysis and automation; and materials research. Estimated expenditures for 1981 total \$45.4 million, \$36 million in operating costs and \$9.4 million towards capital costs. Expenditures over IREQ's first five-year plan, ending in 1985, are expected to be \$370.8 million.

IREQ has expanded its research activity concerning new sources of electricity, including programs for biomass, solar energy, fusion and electrochemical storage. Research on biomass emphasizes development of gasification technology. Peat, wood and wood waste are being investigated as energy inputs. Solar energy research is in its preliminary stages with the construction of a solar collector test bench which will be used to evaluate air or liquid-cooled collectors and for other R&D purposes. Research on heat pumps have emphasized the use of ground water as the heat source. In addition, assessment of commercial water/air heat pumps and air/air heat pumps is being carried out. In conjunction with the Federal Government, IREQ is involved in two projects mentioned above, the magnetic fusion (Tokamak) facility in Var-

ennes and the Aeolus wind demonstration project. A program for electrochemical storage will explore the use of hydrogen as a link between wind turbines with reconversion through gas turbines and fuel cells. In addition, preliminary studies have been undertaken on methanol production and on high temperature storage.

Research in transmission and distribution systems is aimed at reducing the cost of electrical transmission, improving transmission line reliability and minimizing environmental effects. Specific research over the next five years includes the development of compact transmission lines and multiterminal lines. Information will also be obtained on the dimensions of transmission lines in the 1500 kV to 2000 kV range for alternating current and 600 kV to 1200 kV direct current.

The Hydro-Québec research program is also aimed at optimizing system planning and development by improving analytical techniques and increasing the automation of the power systems by means of microprocessor and fibre optic technology.

While the Hydro-Québec research program is primarily dedicated to provincial research priorities, IREQ performs research on contract for other countries.

Ontario Hydro

R&D expenditures by Ontario Hydro totalled \$54.3 million in 1981. About \$26.8 million of those resources were allocated to the principal work areas controlled by the Research Division. The area of transmission and distribution received \$7 million; nuclear power \$13.1 million; thermal coal plants \$0.8 million; solar, wind and other generation \$1.4 million; air and water studies \$3.5 million; and energy conservation and utilization \$1.1 million. The remaining \$27.5 million was allocated to development work undertaken by engineering and design sections in the Corporation and to materials and product testing.

Transmission and distribution program studies included a number of research possibilities; namely, a proposed interconnection with General Public Utilities Co. Ltd. in Pennsylvania by a high voltage, direct current cable under Lake Erie; the development of aesthetically improved transmission lines for use in highly populated and environmentally sensitive areas; and development of insulators to reduce interference from distribution.

Saskatchewan Power

R&D expenditures by Saskatchewan Power totalled \$1.9 million in 1981. Saskatchewan Power's Research and Development Centre emphasizes projects related to coal conversion technology, biomass, unconventional energy utilization, and conservation and system operation. Included among the major projects defined within these broad areas are studies on coal reactivity, coal-heavy crude liquifaction, transmission line protective relaying, load management, load diversity and the expansion of rural systems to meet electric heating needs.

Manitoba Hydro

Manitoba Hydro, in conjunction with the Government of Manitoba, the University of Manitoba, Teshmont Consultants Inc. and Federal Pioneer Limited have established the Manitoba HVDC Research Centre. The Centre, established in 1982, is directed at analytical and developmental research of HVDC transmission systems. Initial funding has been provided by the Manitoba Government, totalling \$3.75 million over the first five years, and by Manitoba Hydro, totalling \$1.25 million over the same period. The Centre expects to be self-supporting by the end of 1987.

The first research project is under contract from EPRI. It involves research into the multi-terminal operation of HVDC systems. IREQ and the University of Wisconsin are also involved in this research. In addition, a contract for the monitoring of ion drift and corona on the operational Manitoba Hydro lines has been signed with the Government of Canada for NRC. The Centre is currently involved in identifying and evaluating future research projects.

B.C. Hydro

B.C. Hydro's research and development organization is involved in chemical, material and electrical research conducted by the research group, as well as research projects conducted elsewhere in the corporation, on wind generation of electricity, geothermal energy, thermography, coal liquifaction and pressurized fluidized bed combustion. Expenditure data for 1981 are not yet available.

Rather than pursuing research as a corporate goal, B.C. Hydro's research and development expertise is aimed at providing a service to clients within the corporation in order to maintain an

adequate, reliable, cost-effective and safe supply of electricity.

Canadian Electrical Association

The CEA's research program expanded to \$7.8 million in 1981. These resources were allocated among subcommittees as follows: \$2.6 million to the generation program; \$2.0 million to the transmission systems program; \$2.3 million to the distribution program; and \$0.9 million to utilization and conservation.

The Generation Subcommittee is divided into three sectors: fossil and nuclear plant subjects; hydroelectric plant subjects; and alternate energy technologies and energy management subjects.

Among the 22 projects initiated in 1981 were studies on the potential application of the wind-diesel hybrid system in remote areas; potential reductions of SO₂ emissions in North America; enhancement of coal ash utilization; and evaluation of wastewater management. In 1982 the committee plans to establish an advisory panel in the area of flue gas desulfurization, resulting from the recently released Federal emission control guidelines. The overall focus of the generation program continues to be the improvement of the reliability and efficiency of conventional thermal and nuclear generating components; the reduction of capital costs; the enhancement of environmental protection; and the development of new technologies.

The Transmission System Program is only directed to improving existing technologies but to the development of advanced technology for increased system security. Areas of high priority are gas insulated apparatus, synthetic insulator conductor dynamics and HVDC transmission. The working groups formed last year in each of these areas have been instrumental in reviewing proposals and initiating projects in these areas.

The Distribution Program is broadly classified into areas pertaining to overhead and underground distribution systems as well as systems planning and control. In order to ensure continued development of a balanced program, priority is given to projects with consideration to the following:

- environmental, aesthetic, material, higher voltage and surge protection aspects of overhead systems;

ENVIRONMENTAL ISSUES

- safety, material, loading/ampacity and switching/overcurrent protection of underground systems; and
- conservation, reliability, system design/forecasting, automation and load control considerations associated with planning and control.

The emphasis of the Utilization and Conservation Subcommittee is on the efficient use of electrical resources and the conservation of energy. Several areas of relevant research for the next five year period have been identified. Within the utility sector, research will be selected to provide guidance on policy formation, waste heat recovery and demand management. Studies directed to the residential and farm sectors will include: solar applications for grain driers, biomass, micro hydro and electrical space heating. Investigations into industrial and commercial applications include: techniques for power factor correction, improved motor efficiency, auxiliary system efficiency, gains in plant efficiency from cogeneration and, in support of the National Energy Program, oil substitution by electricity. Candidate research areas for the transportation sector include railway electrification and battery development, recharging and space heating for electric automobiles. During 1981 particular attention was directed at the energy consumer with respect to public attitudes, and to energy conservation projects. Contracts were awarded for the development of an air-to-air heat pump for domestic use and for studies into the applications of high temperature industrial heat pumps. The committee has also formed a task force to assess R&D developments in the areas of air quality, heat exchange and humidity in energy efficient homes.

The generation and distribution of electricity affects the environment in a variety of ways. As one might expect, the environmental issues are determined by the method used to generate electricity. Hydro-electric developments must take into account such considerations as the effect on water temperature, rates of flow, fluctuations of water levels, as well as effects on vegetation and aquatic life. A dominant concern linked to nuclear power generation is the disposal of radioactive wastes, a subject receiving a great deal of attention, as noted in the Research and Development section. In the transmission of electricity, one area of concern is over the potential environmental problems resulting from the use of polychlorinated biphenols (PCB) in electrical transmission equipment. B.C. Hydro has initiated a program to replace and reduce the use of existing PCB capacitors and transformers at an estimated cost of \$5.5 million. Several other utilities such as Hydro-Québec and Ontario Hydro are also studying this problem.

Perhaps the most significant of the environmental problems facing the electric industry concerns conventional thermal generation. This problem is linked to the issue of acid rain. The term refers to the problem caused by emissions of sulphur and nitrogen oxides which combine with atmospheric moisture to produce sulphuric acid and nitric acid which then return to the ground as acid rain or acid snow. It also encompasses dry deposition — when dry particles of SO₂ and NO_x fall to the earth before this chemical transformation occurs; the particles become acidic when combined with surface water. These two processes occur with roughly equal frequency.

The release of pollutants linked to acid rain results from activities in various industrial and non-industrial sectors: transportation, non-ferrous smelting, non-utility and utility boilers, etc. About 15% of the increased demand for electricity in Canada, between 1981 and 1994 will be met by coal-fired generation, one of the contributors to sulphur dioxide emissions. Although this is not a major part of the total additional capacity, the additional fuel burned, together with existing coal requirements could add to the acid rain problem, if not handled appropriately.

Acid rain has far-reaching implications for all aspects of the environment. It alters

the pH levels of soil and of water bodies which can cause changes in the level and quality of aquatic life and vegetation. The full ramifications of acid rain are not yet known, but sufficient information exists for its seriousness to be understood.

Because SO₂ and NO_x are transported over long distances through the atmosphere, acid rain is not a localized phenomenon. While there is some particulate and gaseous deposition in the immediate vicinity of an emitting source, the trend toward building taller stacks in order to relieve local pollution problems, has aggravated regional, interprovincial and international problems. It is estimated that approximately 4 million metric tonnes of SO₂ are deposited in Canada annually from sources in the United States and between 500-700 thousand tonnes are deposited in the U.S. from Canadian sources. About 60% of Canadian emissions from east of Manitoba come from non-ferrous smelters and about 15% from thermal power stations. The balance is mainly from industrial processes and non-utility fuel use.

In November 1981, the International Electric Research Exchange (IERE) released a report entitled "Effects of SO₂ and its derivatives on health and ecology". IERE is represented by the Canadian Electrical Association, the Electric Power Research Institute, the Japan IERE Council and the International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy. The study reports the results of two Working Groups who, for over three years, have analyzed the scientific evidence of the health and ecological effects of air pollutants. The two Working Groups, one considering the effects on human health and the second the environmental effects, assessed and reviewed over 900 documents.

The findings of the report indicate that although the effects of high concentrations of SO₂ and its derivatives can be determined to some extent, the effects of lower levels are more obscure. This obscurity with respect to the effects on human health is due to demographic differences and to the effects of smoking, which confound population data. It has been determined that sulphuric acid is a greater irritant than sulphur dioxide and that there are wide degrees of sensitivity in the population. However, there is a protective mechanism in human air passages which serves to neutralize some

amounts of inhaled sulphuric acid aerosol.

In the environment, the report found evidence that high levels of SO₂, such as may occur near a large emission source, can cause visible plant injury. At lower levels, plant growth can be inhibited, although there is large variation in sensitivity between species of plants. Similarly, different types of soil vary in their sensitivity to acid rain and the acidification of lakes is largely determined by the nature of the soil in the lake catchment. Acids in rain also react with soil minerals and therefore may affect the levels of aluminium and calcium released into the lakes. The levels of these minerals, as well as acidity levels, affect aquatic life and vegetation. The effects of SO₂ experienced at locations remote from the emitting source are difficult to determine. It appears that low emission levels cause small effects which will require long-term analysis to quantify. Due to the complexity of the inter-relationships, the report concludes that acid deposition is only one of many factors to be investigated. It further suggests a number of areas that warrant additional study, which may serve to clarify the effects of acidification.

Canada – U.S. Negotiations

Negotiations between Canada and the United States on a treaty to deal with long range transport of air pollutants, especially that linked to acid rain, have been continuing for over a year. These talks are held under the 1980 Memorandum of Intent between the U.S. and Canada to work toward such an agreement. It is anticipated that the discussions could continue for at least an additional year, due to the differing perspectives between the two countries on dealing with the problem. Four negotiating sessions have been held so far.

Canada has recently proposed a 50% reduction in Canadian sulphur dioxide emissions east of Saskatchewan by 1990, contingent upon similar actions in the eastern U.S. The U.S. response has been that such a commitment would be premature in light of its view on the adequacy of the scientific data, and also in light of depressed economic conditions. However the U.S. government plans to increase the budget for acid rain research by about 28%, to \$23 million in 1983. This move reflects the U.S. view

that actions should focus on more research rather than increased controls.

As a result of consideration in the U.S. Congress regarding revisions to the U.S. Clean Air Act prior to its reauthorization, acid rain has received increased attention in the U.S. Consideration is being given both to possible relaxing of the clean air laws or alternatively, to possible strengthening of these laws.

At the present time, in the United States, there are about 87 flue gas desulphurization units, or 'scrubbers', installed on fossil-fired generating units and an additional 22 are being installed. Regulations of the Environmental Protection Agency (EPA) requires that all new fossil-fired plants have scrubbers installed. These standards do not apply to existing stations or to those converting from oil to coal. This policy is consistent with that of a number of other countries faced with acid rain problems, who argue that retrofitting scrubbers to older plants or to reconverted plants could make them uneconomical.

Response to Acid Rain

In Canada a number of measures are being taken to curb emission levels. The Federal and Nova Scotia governments have recently announced a \$4.1 million pilot project to test fluidized bed combustion of coal as an alternative to scrubbers. The experiment is being conducted at the Nova Scotia Power Corporation's Point Tupper generating station.

Under the National Energy Program, funding for conversions from oil to coal fired generating stations is contingent upon the conversion being undertaken in an environmentally acceptable fashion. The governments of Manitoba, Ontario, Québec and New Brunswick are committed to the 50% reduction in emissions contingent upon similar actions in the eastern U.S. It is within provincial jurisdiction to control emissions. Federal authority exists only with an international agreement. The Ontario Government has initiated a program aimed at a 43% reduction in emissions by 1990. The program includes controls placed on major contributors such as Inco and Ontario Hydro. The utility has announced plans to install scrubbers at either Nanticoke or Lambton coal-fired generating stations at an estimated cost of \$250 million. In addition to the purchase of only washed coal, Ontario Hydro blends Canadian and

U.S. coal to reduce sulphur dioxide emissions by about 15%. Total utility emissions should be cut in half by 1990.

In Alberta, maximum source emission limits for particulates have been set, as well as ambient ground level concentrations for SO₂, NO_x, and particulates. As a result, Alberta Power is to install new electrostatic precipitators at the Sheerness Station, which is presently under construction, and will retrofit precipitators on Battle River units one to four. When Unit five was commissioned, an electrostatic precipitator had already been installed. Capital costs involved in meeting these environmental requirements at the two stations totalled about \$86 million, while operating and maintenance costs for monitoring total about \$170,000 per annum.

Scientific research into acid rain is carried out by a number of Federal departments in Canada including: Environment, Fisheries and Oceans, National Health and Welfare and Energy, Mines and Resources. These R&D programs were expanded significantly in 1980 with four-year increases in funding of \$10.0 million to Environment, \$12.4 million to Fisheries and Oceans, and \$3.7 million to Health and Welfare. These departments contribute to the Federal Long-Range Transport of Air Pollutants (LRTAR) Program. The program has three sections: Scientific Studies, Information Projects and Control Strategy Program Studies. Coordination of the program is provided by the Inter-departmental LRTAP Committee. The program was initiated to enhance the scientific and technical understanding of the implications of LRTAP and acidic precipitation. Due to the enormity of the problem and the many areas which require further investigation, expansion of this program is being considered.

In addition, research into the effects of acid rain/LRTAP are conducted by the provinces, by academic institutions and in the private sector. The Federal-Provincial Management Board coordinates the activities of the federal and provincial governments in emission reductions, research and public information.

SELECTED BIBLIOGRAPHY

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered from:

Statistics Canada
Ottawa, Ontario
Canada
K1A 0T6

Electric Power Statistics, Volume I – Annual Electric Power Survey of Capability and Load (Catalogue No. 57-204)

Presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 million kWh per annum or more during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II – Annual Statistics (Catalogue No. 57-202)

Includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III – Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment (Catalogue No. 57-206)

Provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue No. 57-001)

Presents, on a monthly basis, preliminary electrical energy statistics.

Electricity Bills for Domestic, Commercial and Small Power Service (Catalogue No. 57-203)

Based on the rate schedules supplied by the power companies and municipalities responsible for the distribution of electrical energy in the cities and towns covered in an annual survey. Monthly bills are computed to show the revenue according to the distributors from the sale of definite quantities of electricity used for specific purposes.

Quarterly Report on Energy-Supply-Demand in Canada (Catalogue No. 57-003)

Energy balance sheets in both natural units and terajoules for fuel types by region. Each balance sheet shows data on production, imports, exports, interregional movements, conversion from one energy form to another, and consumption by consuming sectors.

The following publications are available from distributors of Canadian government publications, or from the OECD Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and Development, Survey by the Energy Division, Annual Survey of Electric Power Equipment, Situation and Prospects.

Combines the results of two studies carried out by the OECD:

- Survey of the Energy Division in the development of capital equipment in the electricity supply industry and its technical characteristics (Part One)
- Survey of the Special Committee for Machinery on the trends of deliveries, orders on hand and production capacity of European manufacturers of heavy equipment for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the situation as of January 1st and give an indication of trends for the next 5 years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Energy Division, The Electricity Supply Industry

Annual general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last 2 years and provides an outlook for the following five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, Statistics of Energy

Presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in consolidated and comparable form.

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utilities or government agencies.

Selected Bibliography for Electricity North of 60°

Adelaar, Martin and Associates with Communitech and Associates; *Community Specific Energy Supply in the Yukon and Northwest Territories*. August 1981.

Adelaar, Martin and Associates; *Energy Demand and Supply in the Northwest Territories*. February 1981.

Hildebrandt – Young and Associates;

- *Market Forecast, Electric Energy Requirements in the Yukon Territory 1980/81 – 2000/2001*. June 1981.

- *Projected Yukon Energy Requirements 1980-1991*. October 1981.

- *Update: Market Forecast, Electric Energy Requirements in the Northwest Territories 1980/81 – 2000/2001*. June 1981.

Northern Canada Power Commission; Annual Report.

Northern Energy Task Force; *Task Force Report on an Energy Strategy for Northerners*, November 1981.

Subcommittee on the Northern Canada Power Commission; *Electric Power North of 60°*. April 1982.

APPENDICES

Table A1 Installed Capacity and Electrical Energy Consumption in Canada, 1920-1981

Year	INSTALLED CAPACITY					Electrical Energy Consumption (a) (GWh)	Average Demand (b) (MW)	Peak Demand (c) (MW)	Generation Reserve (d) (MW)	L Fa (e) (%)
	Thermal		Sub-Total (MW)	Hydro	Total					
	Conventional	Nuclear								
1920	300	—	300	1 700	2 000	—	—	—	—	—
1930	400	—	400	4 300	4 700	19 468	2 222	—	—	—
1940	500	—	500	6 200	6 700	33 062	3 774	—	—	—
1950	900	—	900	8 900	9 800	55 037	6 283	—	—	—
1955	2 100	—	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	15
1960	4 392	—	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	25
1961	5 072	—	5 072	19 019	24 091	110 950	12 666	18 353	5 738	24
1962	5 609	20	5 629	19 338	24 967	116 135	13 257	18 937	6 030	24
1963	6 180	20	6 200	20 101	26 301	121 510	13 871	20 783	5 518	21
1964	6 694	20	6 714	20 313	27 027	133 949	15 291	22 516	4 511	17
1965	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	18
1966	8 307	20	8 327	22 438	30 765	156 956	17 917	25 921	4 844	16
1967	9 373	240	9 613	23 353	32 966	165 812	18 928	27 812	5 154	16
1968	10 711	240	10 951	24 957	35 908	76 841 ^r	20 187 ^r	30 300	5 608	16
1969	12 321	240	12 561	27 031	39 592	189 522 ^r	21 635 ^r	32 092	7 500	19
1970	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337 ^r	23 098 ^r	34 592	8 234	19
1971	14 504	1 570	16 075	30 601	46 676	212 882 ^r	24 302 ^r	35 720	10 956	23
1972	15 318	2 126	17 444	32 500	49 944	231 557 ^r	26 433 ^r	38 921	11 023	22
1973	17 711	2 400	20 111	34 266	54 376	249 298 ^r	28 459 ^r	42 699	11 677	21
1974	18 085	2 666	20 751	36 779	57 530	266 956 ^r	30 747 ^r	42 528	15 002	26
1975	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955 ^r	30 360 ^r	46 187	15 165	25
1976	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829 ^r	32 515 ^r	49 537	16 456	25
1977	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673 ^r	34 209 ^r	52 001	18 574	26
1978	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435 ^r	36 123 ^r	54 106	19 812	27
1979	27 353 ^r	5 866	33 219 ^r	44 009 ^r	77 228 ^r	323 465 ^r	36 925 ^r	55 699	21 529 ^r	28
1980	27 853	5 866	33 719	47 919	81 634	340 069 ^r	38 821 ^r	59 170 ^r	22 464 ^r	28 ^r
1981*	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	343 748	39 241	62 874	20 434	25

(a) 1920-55: figures are approximate, computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for own use. 1920-55 Canadian Energy Prospects (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957. 1956-81, Statistics Canada Publication 57-202.

(b) Average Demand = Energy Consumption ÷ 8 760 (hrs/yr).

(c) Statistics Canada Publication 57-204.

(d) Generation Reserve Data is based on capacity. These figures differ from those presented by Statistics Canada Publication 57-204 as latter are based on capability.

(e) Load Factor = Average Demand ÷ Peak Demand.

* Preliminary Data.

^r Revised Figures.

Table A2 Installed and Proposed Generating Capacity, 1981

Province	Hydro	Nuclear	Conventional Thermal*	Total	% of Canadian Total
Newfoundland	6 210	—	750	6 961	8.4
Prince Edward Island	—	—	118	118	**
Nova Scotia	360	—	1 669	2 029	2.4
New Brunswick	901	—	1 894	2 795	3.4
Québec	20 771	—	1 184	21 955	26.4
Ontario	7 145	5 600	13 242	25 987	31.2
Manitoba	3 641	—	501	4 142	5.0
Saskatchewan	579	—	1 761	2 340	2.8
Alberta	718	—	5 464	6 182	7.4
British Columbia	8 785	—	1 740	10 525	12.6
Yukon	58	—	36	94	**
Northwest Territories	47	—	133	180	**
Canada Total At Dec. 31, 1981***	49 216	5 600	28 493	83 308	—
Percent of Total Capacity, End 1981	59	7	34	100	—
Net additions During 1981***	1 679	—	577	2 256	—
Planned additions During 1982	720	630	477	2 067	—

Details provided in Table A3. Conventional thermal includes steam, gas turbine, internal combustion.

* Less than 0.5%.

** Preliminary Data.

Table A3 Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type. Preliminary Figures as of December 31, 1981

Province	Steam					Gas Turbine			Internal Combustion			All Conventional Thermal			
	Coal	Oil	Gas	Other*	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total	Coal	Oil	Gas	Other*
	(MW)														
Newfoundland	—	503	—	—	503	170	—	170	77	—	77	—	750	—	—
Prince Edward Island	—	71	—	—	71	41	—	41	7	—	7	—	118	—	—
Nova Scotia	637	826	—	—	1 463	205	—	205	1	—	1	637	1 032	—	—
New Brunswick	285	1 558	—	23	1 866	23	—	23	5	—	5	285	1 586	—	23
Québec	—	635	4	16	655	363	—	363	166	—	166	—	1 164	4	16
Ontario	8 913	2 330	1 411	85	12 739	493	—	493	4	6	10	8 913	2 827	1 417	85
Manitoba	419	24	4	—	447	24	—	24	30	—	30	419	78	4	—
Saskatchewan	1 475	—	143	21	1 639	—	104	104	19	—	19	1 475	18	247	21
Alberta	3 673	66	1 285	75	5 098	—	325	325	11	30	41	3 673	77	1 640	75
British Columbia	—	86	969	202	1 258	188	154	342	122	18	140	—	396	1 141	202
Yukon	—	—	—	—	—	—	—	—	36	—	36	—	36	—	—
N.W.T.	—	1	—	—	1	—	—	—	132	—	132	—	133	—	—
CANADA	15 401	6 101	3 816	422	25 739	1 507	583	2 090	610	54	664	15 402	8 215	4 453	425

* Mainly wood wastes and black liquor.

Table A4 Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures 1981

Province	CONVENTIONAL THERMAL						Percentage Generation			
	Coal*	Oil*	Gas*	Total	Nuclear	Hydro	Total	Percentage of Total Generation	Utilities	Industrial (%)
Newfoundland	—	454	—	454	—	44 212	44 665	11.8	98.8	
Prince Edward Island	—	31	—	31	—	—	31	.0	100.0	
Nova Scotia	2 710	2 692	—	5 402	—	1 167	6 569	1.7	93.5	
New Brunswick	1 107	3 998	—	5 105	—	3 830	8 936	2.4	92.0	
Québec	—	173	3	176	—	102 730	102 905	27.3	82.4	1
Ontario	33 430	328	1 148	34 906	37 799	37 335	110 039	29.1	96.0	
Manitoba	399	124	9	532	—	17 899	18 431	4.9	99.3	
Saskatchewan	5 898	62	616	6 576	—	3 097	9 674	2.6	95.7	
Alberta	18 163	16	4 282	22 461	—	2 035	24 497	6.5	94.6	
British Columbia	—	912	685	1 597	—	49 408	51 005	13.5	76.0	2
Yukon	—	102	—	102	—	290	392	0.1	100.0	
Northwest Territories	—	230	—	230	—	250	480	0.1	95.3	
CANADA	61 707	9 122	6 743	77 570	37 799	262 253	377 622	100.0	89.8	

* Estimated values.

SOURCE: Statistics Canada.

Table A5 Provincial Electricity Imports and Exports (GWh)

Province	Year	Interprovincial Trade			International Trade			Total Net Exports
		Exports	Imports	Net Exports	Exports	Imports	Net Exports	
Newfoundland	1981	36 039	—	36 039	—	—	—	36 039
	1980	37 829	—	37 829	—	—	—	37 829
	1979	35 290	—	35 290	—	—	—	35 290
Prince Edward Island	1981	—	484	-484	—	—	—	-484
	1980	—	392	-392	—	—	—	-392
	1979	—	361	-361	—	—	—	-361
Nova Scotia	1981	125	317	-192	—	—	—	-192
	1980	226	172	54	—	—	—	54
	1979	151	494	-343	—	—	—	-343
New Brunswick	1981	801	3 846	-3 045	3 246	54	3 192	147
	1980	564	3 901	-3 337	3 877	54	3 823	486
	1979	856	3 739	-2 883	3 890	24	3 866	983
Quebec	1981	10 208	36 098	-25 890	8 313	7	8 306	-17 584
	1980	9 442	37 879	-28 437	8 107	6	8 101	-20 336
	1979	8 977	35 494	-26 517	7 663	5	7 658	-18 859
Ontario	1981	60	7 705	-7 645	11 310	343	10 967	3 322
	1980	50	7 342	-7 292	11 314	248	11 066	3 774
	1979	227	7 216	-6 989	12 193	420	11 774	4 785
Manitoba	1981	2 508	1 066	1 442	3 681	194	3 487	4 929
	1980	3 154	951	2 203	3 529	192	3 337	5 540
	1979	3 075	795	2 280	4 080	1	4 080	6 360
Saskatchewan	1981	1 068	1 290	-222	—	—	—	-222
	1980	955	1 579	-624	—	—	—	-624
	1979	774	1 247	-473	—	—	—	-473
Alberta	1981	262	168	94	—	2	-2	92
	1980	385	104	281	—	2	-2	279
	1979	394	106	288	—	2	-2	286
British Columbia	1981	165	262	-97	8 821	897	7 924	7 827
	1980	100	385	-285	3 350	2 437	913	628
	1979	103	394	-291	3 552	1 342	2 210	1 919
Yukon	1981	—	—	—	—	—	—	—
	1980	—	—	—	—	—	—	—
	1979	—	—	—	—	—	—	—
N.T.	1981	—	—	—	—	—	—	—
	1980	—	—	—	—	—	—	—
	1979	—	—	—	—	—	—	—
CANADA	1981	—	—	—	35 372	1 497	33 875	33 875
	1980	—	—	—	30 176	2 939	27 237	27 237
	1979	—	—	—	31 378	1 792	29 586	29 586

Table A6 Generation Capacity by Type

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	
	(MW)						
NEWFOUNDLAND							
Total End 1980	502.60	170.39	77.43	—	750.42	6 210.26	6 960.81
Additions 1981	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1981	502.60	170.39	77.43	—	750.42	6 210.26	6 960.81
Additions Proposed							
1982	—	—	—	—	—	84.00	84.00
1983	—	—	—	—	—	3.75	3.75
1984	—	—	—	—	—	131.50	131.50
1985	—	25.00	—	—	25.00	—	—
Total End 1985	502.60	195.39	77.43	—	775.42	6 429.51	7 204.94
PRINCE EDWARD ISLAND							
Total End 1980	70.50	40.85	6.89	—	118.24	—	118.24
Additions 1981	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1981	70.50	40.85	6.89	—	118.24	—	118.24
Additions Proposed							
1982	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1982	70.50	40.85	6.89	—	118.24	—	118.24
NOVA SCOTIA							
Total End 1980	1 463.28	205.00	0.60	—	1 668.88	359.90	2 028.78
Additions 1981	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1981	1 463.28	205.00	0.60	—	1 668.88	359.90	2 028.78
Additions Proposed							
1982	—	—	—	—	—	6.00	6.00
1983	—	—	—	—	—	20.00	20.00
1984	150.00	—	—	—	150.00	—	150.00
1985	150.00	—	—	—	150.00	—	150.00
Total End 1985	1 763.28	205.00	0.60	—	1 968.88	385.90	2 354.78
NEW BRUNSWICK							
Total End 1980	1 865.63	23.38	4.84	—	1 893.85	900.93	2 794.78
Additions 1981	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1981	1 865.63	23.38	4.84	—	1 893.85	900.93	2 794.78
Additions Proposed							
1982	—	—	—	630.00	630.00	—	630.00
Total End 1982	1 865.63	23.38	4.84	630.00	2 523.85	900.93	3 424.78
QUÉBEC							
Total End 1980	655.25	362.88	155.68	—	1 173.81	19 091.09	20 260.56
Additions 1981	—	—	10.54	—	10.54	1 679.45	1 690.00
Total End 1981	655.25	362.88	166.22	—	1 184.35	20 770.54	21 950.56
Additions Proposed							
1982	—	—	—	—	—	576.00	576.00
1983	—	—	—	685.00	685.00	1 536.00	2 221.00
1984	—	—	—	—	—	2 243.00	2 243.00
1985	—	—	—	—	—	1 574.00	1 574.00
1986	—	—	—	—	—	—	—
1987	—	—	—	—	—	510.00	510.00
1988	—	—	—	—	—	1 275.00	1 275.00
1989	—	—	—	—	—	1 884.00	1 884.00
1990	—	—	—	—	—	2 060.02	2 060.02
1991	—	—	—	—	—	2 112.00	2 112.00
Total End 1991	655.25	362.88	166.22	685.00	1 869.35	34 540.56	36 409.56

Table A6 (Continued)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
	(MW)						
TARIO							
al End 1980	12 590.31	450.64	10.02	5 600.00	18 650.97	7 145.31	25 796.28
itions 1981	149.00	42.00	—	—	191.00	—	191.00
al End 1981	12 739.31	492.64	10.02	5 600.00	18 841.97	7 145.31	25 987.28
itions Proposed							
32	149.00	28.00	—	—	177.00	54.00	231.00
33	—	28.00	—	1 788.00	1 816.00	—	1 816.00
34	206.00	—	—	1 788.00	1 994.00	—	1 994.00
35	—	42.00	—	—	42.00	—	42.00
36	—	—	—	756.00	756.00	—	756.00
37	—	—	—	756.00	756.00	—	756.00
38	—	14.00	—	881.00	895.00	—	895.00
39	—	—	—	881.00	881.00	—	881.00
40	—	—	—	881.00	881.00	—	881.00
41	—	—	—	881.00	881.00	—	881.00
al End 1991	13 094.31	604.64	10.02	14 212.00	27 920.97	7 199.31	35 120.28
ITOBA							
al End 1980	447.00	23.80	30.35	—	501.15	3 641.10	4 142.25
itions 1981	—	—	—	—	—	—	—
al End 1981	447.00	23.80	30.35	—	501.15	3 641.10	4 142.25
itions Proposed							
2	—	—	—	—	—	240.00	240.00
3	—	—	—	—	—	600.00	600.00
4	—	—	—	—	—	360.00	360.00
End 1994	447.00	23.80	30.35	—	501.15	4 841.10	5 342.25
KATCHEWAN							
End 1980	1 638.96	103.92	18.53	—	1 761.41	578.74	2 340.15
itions 1981	—	—	—	—	—	—	—
End 1981	1 638.96	103.92	18.53	—	1 761.41	578.74	2 340.15
itions Proposed							
2	300.00	—	—	—	300.00	—	300.00
3	—	—	—	—	—	—	—
4	—	—	—	—	—	—	—
5	—	—	—	—	—	168.00	168.00
6	—	—	—	—	—	84.00	84.00
End 1986	1 938.96	103.92	18.53	—	2 061.41	830.74	2 892.15
ERTA							
End 1980	4 723.43	324.50	40.90	—	5 088.83	718.30	5 807.13
itions 1981	375.00	—	—	—	375.00	—	375.00
End 1981	5 098.43	324.50	40.90	—	5 463.83	718.30	6 182.13
itions Proposed							
2	—	—	—	—	—	—	—
3	400.00	—	—	—	400.00	—	400.00
4	400.00	—	—	—	400.00	—	400.00
5	780.00	—	—	—	780.00	—	780.00
6	1 180.00	—	—	—	1 180.00	—	1 180.00
7	400.00	—	—	—	400.00	—	400.00
End 1987	8 258.43	324.50	40.90	—	8 623.83	718.30	9 342.13

Table A6 (Continued)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	T
	(MW)						
BRITISH COLUMBIA							
Total End 1980	1 257.79	342.20	139.76	—	1 739.75	8 784.92	10 524
Additions 1981	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1981	1 257.79	342.20	139.76	—	1 739.75	8 784.92	10 524
Additions Proposed							
1982	—	—	—	—	—	—	—
1983	—	—	—	—	—	921.50	921
1984	—	—	—	—	—	921.50	921
1985	—	—	—	—	—	—	—
1986	—	—	—	—	—	—	—
1987	—	—	—	—	—	—	—
1988	—	—	—	—	—	372.00	372
1989	560.00	—	—	—	560.00	672.00	1 232
1990	560.00	—	—	—	560.00	—	560
1991	—	—	—	—	—	80.00	80
1992	—	—	—	—	—	320.00	320
Total End 1992	2 377.79	342.20	139.76	—	2 859.75	12 071.92	14 931
YUKON							
Total End 1980	—	—	36.01	—	36.01	58.14	94
Additions 1981	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1981	—	—	36.01	—	36.01	58.14	94
Additions Proposed							
1982	—	—	—	—	—	—	—
1983	—	—	—	—	—	—	—
1984	—	—	—	—	—	20.00	20
Total End 1984	—	—	36.01	—	36.01	78.14	114
NORTHWEST TERRITORIES							
Total End 1980	0.60	—	132.42	—	133.02	47.36	180
Additions 1981	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1981	0.60	—	132.42	—	133.02	47.36	180
Additions Proposed							
1982	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1982	0.60	—	132.42	—	133.02	47.36	180
CANADA							
Total End 1980	25 215.34	2 047.56	653.42	5 600.00	33 516.32	47 536.04	81 052
Additions 1981	524.00	42.00	10.54	—	576.54	1 679.45	2 255
Total End 1981	25 739.34	2 089.56	663.96	5 600.00	34 092.86	49 215.49	83 308
Additions Proposed							
1982	449.00	28.00	—	630.00	1 107.00	720.00	1 827
1983	400.00	28.00	—	2 473.00	2 901.00	2 481.25	5 382
1984	756.00	—	—	1 788.00	2 544.00	3 316.00	5 860
1985	930.00	67.00	—	—	997.00	1 742.00	2 739
1986	1 180.00	—	—	756.00	1 936.00	84.00	2 020
1987	400.00	—	—	756.00	1 156.00	510.00	1 666
1988	—	14.00	—	881.00	895.00	1 647.00	2 542
1989	560.00	—	—	881.00	1 441.00	2 556.00	3 997
1990	560.00	—	—	881.00	1 441.00	2 060.02	3 501
1991	—	—	—	881.00	881.00	2 192.00	3 073
1992	—	—	—	—	—	320.00	320
1993	—	—	—	—	—	600.00	600
1994	—	—	—	—	—	360.00	360
Total End 1994	30 974.34	2 226.56	663.96	15 527.00	49 381.32	68 023.76	117 435

Table A7 Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station. Major 1981 Additions and Projected 1982-1994

Province	Station	Type	Additions in 1981 (MW)	Year	Additions Proposed (MW)	Status	Proposed plant capacity (MW)
Newfoundland	Upper Salmon	H		1982	84.00	C	84.00
	Topsail	H		1983	2.10	P	2.10
	Lawn	H		1983	0.65	P	0.65
	Morris	H		1983	1.00	P	1.00
	Lookout Brook	H		1984	2.60	P	2.60
	Lookout Pond	H		1984	0.90	P	0.90
	Seal Cove	H		1984	1.00	P	1.00
	Cat Arm	H		1984	2 x 63.50	C	127.00
	Port aux Basques	GT		1985	25.00	P	25.00
Nova Scotia	Fourth Lake	H		1982	2.5	C	2.50
	Gisborne Canal	H		1982	3.5	C	3.50
	Annapolis Royal	H		1983	20.0	C	20.00
	Lingan	S(C)		1984	150.0	C	
				1985	150.0	P	600.00
New Brunswick	Point Lepreau	N		1982	630	C	630.00
Québec	Beauharnois(net)	H	5			I	1 579.30
	Bryson (net)	H	9.45			I	65.45
	Delaney	H		1987	2 X 225	P	
				1988	5 X 255	P	
				1989	3 X 255	P	2 550.00
	Gentilly 2	N		1983	685	C	685.00
	Grande Baleine-GB-1	H		1990	2 X 392	P	
				1991	3 X 392	P	1 960.00
	GB-2	H		1991	3 X 160	P	480.00
	GB-3	H		1991	3 X 152	P	456.00
	La Grande - LG-2	H	5 X 333			I	5 328.00
	LG-3	H		1982	3 X 192	C	
				1983	8 X 192	C	
				1984	192	C	2 304.00
	LG-4	H		1984	7 X 293	C	
				1985	2 X 293	C	2 637.00
	LG-1	H		1989	6 X 114	C	
				1990	4 X 114	C	1 140.00
	Brisay	H		1989	2 X 217.5	P	435.00
	La Forge 1	H		1990	6 X 136.67	P	820.02
	Manic 5	H		1985	4 X 247	C	2 280.00
	Various Locations	IC	10.54			I	

Table A7 Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station. Major 1981 Additions and Projected 1982-1994

Province	Station	Type	Additions in 1981	Year	Additions Proposed	Status	Proposed p capa	
			(MW)		(MW)		(M	
Ontario	Atikokan Bruce B	S(C) N	6 X 7.0 149	1984	206	C	206	
				1983	756	C		
				1984	756	C		
				1986	756	C		
				1987	756	C		
	Darlington	GT N		1982	2 X 14	C		
				1983	2 X 24	P	3 080	
				1988	881	C		
				1989	881	C		
				1990	881	C		
	Pickering B	GT N		1991	881	C		
				1985	3 X 14	P		
				1988	14	P	3 580	
				1983	2 X 516	C		
				1984	2 X 516	C		
	St. Mary's Thunder Bay	GT H S(C)		1982	3 X 18	C	2 106	
						I	54	
				1982	149	C	447	
	Manitoba	Limestone		H	1992	2 X 120	P	
					1993	5 X 120	P	
					1994	3 X 120	P	1 200
Saskatchewan	Nipawin	H	1985	2 X 84	C			
			1986	84	C	252		
	Poplar River	S(C)	1982	300	C	600		
Alberta	Battle River Genesee	S(C) S(C)	375			I	737	
				1986	400	C		
				1987	400	C	800	
	Keephills	S(C)		1983	400	C		
				1984	400	C		
				1985	400	P		
	Sheerness	S(C)		1986	400	P	1 600	
				1985	380	C		
				1986	380	C	760	
British Columbia	Hat Creek	S(C)	1989	560	P			
			1990	560	P	1 120		
	Keenleyside	H	1988	2 X 36	P			
			1989	2 X 36	P	144		
	Murphy Creek	H	1991	2 X 40	P			
			1992	8 X 40	P	400		
	Peace Site C	H	1988	2 X 150	P			
			1989	4 X 150	P	900		
	Revelstoke	H	1983	2 X 460.75	C			
1984			2 X 460.75	C	1 840			
Yukon	Whitehorse	H		1984	20	P	30	

Legend

H	Hydro	IC	Internal Combustion
S(C)	Steam (Coal)	GT	Gas Turbine
S(G)	Steam (Gas)	W	Wind
S(O)	Steam (Oil)	I	Installed
N	Nuclear	C	Under construction
		P	Planned



Energy, Mines and
Resources Canada

Énergie, Mines et
Ressources Canada

CAI
MT51
- J22

Electric Power in Canada 1982

Canada

Cover:

Construction of the containment building for Ontario Hydro's Darlington nuclear plant; it is designed to remove any radioactive gas from the plant.

Photographs through the courtesy of:

Hydro-Québec
New Brunswick Electric Power Commission
Nova Scotia Power Corporation
Ontario Hydro
BC Hydro
Edmonton Power
Manitoba Hydro

Electric Power in Canada 1982



Electrical Branch
Energy Policy Sector
Department of Energy, Mines and Resources

Published under the authority of the Minister
of Energy, Mines and Resources
Government of Canada

CONTENTS

Definitions and Abbreviations	5
Consumption, Production and Capacity	6
Developments in 1982	11
Federal Policy Developments	11
Provincial Policy Developments and Issues	12
Canada — United States Electricity Trade	15
Exports and Imports	23
Space Heating	26
Fuel Use	29
Forecast of Electricity Demand, Production and Capacity	31
Industry Structure	34
Capital Investment	36
Financing	38
Costing and Pricing	40
Alternate Energy Sources	45
Research and Development	49
Environmental Issues	54
Selected Bibliography	57
Appendices	59

Tables	Page
1. Statistical Summary: Totals for Canada 1981-1982.	6
2. Provincial Electricity Supply and Demand.	7
3. Total Electricity Demand in Canada by Sector.	7
4. Changes in Installed Capacity during 1982.	8
5. Annual Exports and Imports of Electric Energy.	15
6. Major Interconnections Between Canada and the United States.	23
7. International Electricity Trade, 1977-1982.	25
8. Planned Interconnections to the United States.	25
9. Existing Provincial Interconnections.	26
10. Proposed Provincial Interconnections.	27
11. Conversions from Oil Furnace Systems: April 1982 - March 1983.	28
12. (a)Quantity of Fuel Used by Utilities, 1981.	29
(b)Energy Content of Fuel Used by Utilities, 1981.	30
13. Historical and Forecast Annual Growth Rates for Real GNP, Population, Primary and Electric Energy	31
14. (a) Forecasts of Generating Capacity by Type, Canada.	32
(b) Forecast of Production By Source, Canada.	33
15. Production by Utilities and Industrial Establishments, 1970-1982.	34
16. Electric Utility Assets, Debt, Revenue, and Employees 1981	35
17. Comparative Data of Utilities in Major Industrial Countries, 1980.	35
18. Electric Utility Capital Investment.	36
19. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service.	36
20. Forecast of Electric Utility Capital Expenditures.	37
21. Historical Electric Utility Investment.	37
22. Electric Utility Financial Structure.	38
23. Average Revenue from Electricity Sales by Province.	39

Tables
24. Monthly Electricity Costs for Selected Canadian Cities, January 1982.
25. Average Annual Rate Increases, 1974-1982.
A1. Installed Capacity and Electric Energy Consumption in Canada, 1920-1982.
A2. Installed and Proposed Generating Capacity, 1982.
A3. Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type, Preliminary Figures as of Dec. 31, 1982.
A4. Electric Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures, 1982.
A5. Provincial Electricity Imports and Exports.
A6. Generation Capacity by Type.
A7. Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station; Major 1982 Additions and Projected 1983-1997.

Figures

1. Capacity and Production by Region and Energy Source, 1982.
2. Installed Capacity and Electric Energy Production by Principal Fuel Type, 1982.
3. Historical Installed Capacity, 1915-1982.
4. Electric Energy, Net Transfers and Exports, 1982.
5. Historical Relationship Between Per Capita Electricity Demand and Per Capita Real Gross National Product.
6. Electric Energy Demand Forecasts.
7. Average Interest on Public Utility New Long-Term Debt, 1960-1982.
8. Price Index Trends in Electric Utility Construction 1965-1982.
9. Unit Cost of Fossil Fuel for Electricity Production 1960-1981.
10. Price Indices, 1949-1982.

DEFINITIONS AND ABBREVIATIONS

Capacity: The rated ability of facilities to produce or deliver power at a given point in time. Installed generating capacity means the maximum amount of power that can be generated at any time.

Rate: The time rate at which electric energy is made available, or consumed, typically measured in kilowatts.

Production: Generation of electric energy, typically measured in kilowatt-hours.

Consumption: Use of electric energy, typically measured in kilowatt-hours.

Power:
kW — kilowatts
MW — megawatts = 1,000 kW
GW — gigawatts = 1,000,000 kW
TW — terawatts = 1,000,000,000 kW

Energy:
kWh — kilowatt-hours
MWh — megawatt-hours = 1,000 kWh
GWh — gigawatt-hours = 1,000,000 kWh
TWh — terawatt-hours = 1,000,000,000 kWh
Voltage: kV — kilovolts

CONSUMPTION, PRODUCTION AND CAPACITY

Consumption

Canadian electricity demand decreased by 0.6 per cent during 1982 to an estimated 344,083 GWh (see Table 1). As in 1981, low growth in demand was related to decreased economic activity. The small decrease in electricity demand contrasts with the 4.8 per cent decrease in real Gross National Product (GNP), with which electricity demand is historically correlated. This indicates electricity use per dollar of real GNP continued its increasing trend.

Table 2 shows provincial electricity demand growth compared to the national average. The electricity demand increase of 6.6 per cent in Manitoba and 3.6 per cent in Alberta exceeded the national growth average. The increase was attributable to an abnormally cold winter in Manitoba and increased use of electric pumps in Alberta pipelines.

Since 1971 the general pattern of electricity consumption has remained the same with some sectoral variations. The industrial sector accounts for most of the electrical demand, succeeded by the residential and commercial sectors. (See Table 3).

Production

Total electricity production decreased by 1.2 per cent to 375,449 GWh in 1982. Of this, 68 per cent was from hydro, 10 per cent from nuclear and 22 per cent from conventional thermal sources. This decline reflects the 0.6 per cent decrease in domestic consumption and a 7.4 per cent decrease in net exports to the United States.

Capacity

Total installed generating capacity increased by an estimated 1,469 MW to 84,777 MW in 1982, an increase of 1.8 per cent from 1981. Hydro capacity additions totalled 608 MW, conventional thermal 181 MW and nuclear 680 MW, representing 42 per cent, 12 per cent and 46 per cent of the additions respectively. See Table 4 for details.

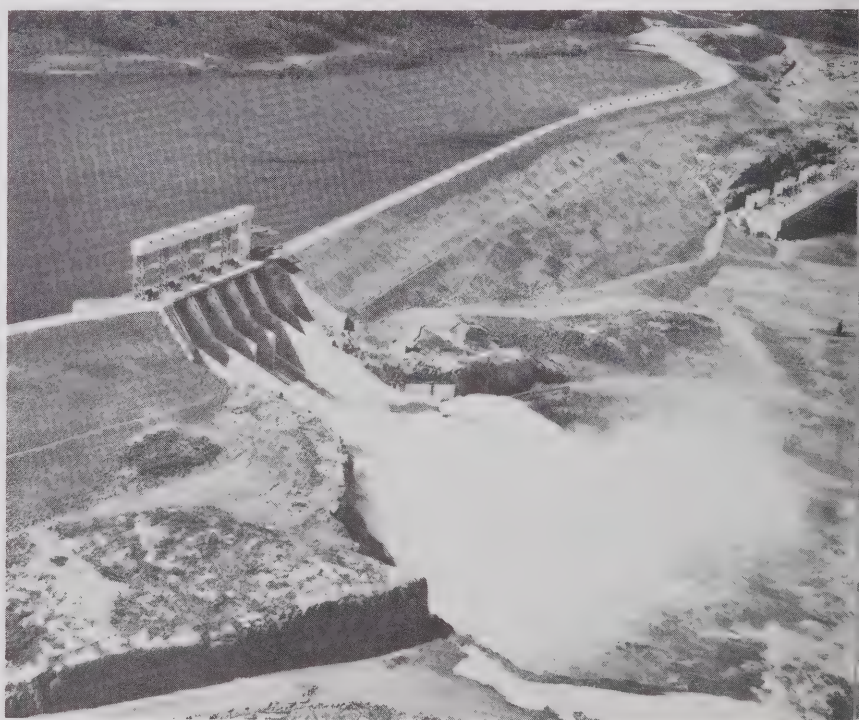
Table 1. Statistical Summary: Totals for Canada 1981-1982

	1982	1981	Percentage change	Ref
Total Demand for Electricity (GWh)	344 083	346 333	-0.65	
Total Generation (GWh)	375 449	380 209	-1.25	
by: hydro	255 136	263 472	-3.16	
nuclear	36 415	37 799	-3.66	
conventional thermal	83 898	78 938	6.28	
Total Net Exports (GWh)	31 366	33 876	-7.41	
total imports	2 848	1 496	90.37	
total exports	34 214	35 372	-3.27	
Total Capacity at December 31, (MW) ¹	84 777	83 308	1.76	
hydro	49 975	49 367	1.23	
nuclear	6 280	5 600	12.14	
conventional thermal	28 522	28 341	0.64	
Total Net Additions to Capacity During Year (MW)	1 469	2 256	-34.88	
hydro	608	1 679	-63.79	
nuclear	680	—	**	
conventional thermal	181	577	-68.63	

⁽¹⁾ Does not reflect confidential data, which is not available by province, total confidential data for 1981: 438 MW

* The tables indicated provide data on a provincial basis

** Indeterminate



The spillway at Hydro-Quebec's 2304MW LG-3 project.

major event in 1982 was the completion of New Brunswick Power's nuclear generating station located at Point Lepreau. The 680 MW unit, which began generating electricity in

September 1982, was declared in commercial service in January, 1983.

Figure 1 gives details of capacity by energy source and region. Figure 2

indicates the type of installed capacity and electricity production by principal energy source for each province and territory. Figure 3 shows historical installed capacity mix.

Table 2. Provincial Electricity Supply and Demand (GWh)

Province	Year	Generation	Net Exports	Total Provincial Demand	1981-82 Demand Growth	1977-82 Compound Annual Growth	1972-82 Compound Annual Growth
						(%)	
Newfoundland	1982	44 264	35 777	8 487	-3.84	1.82	5.67
	1981	44 767	35 941	8 826			
Prince Edward Island	1982	35	-476	511	0.00	2.48	5.19
	1981	31	-480	511			
Nova Scotia	1982	6 581	-83	6 664	-1.54	1.62	3.61
	1981	6 576	-192	6 768			
New Brunswick	1982	8 394	-95	8 489	-4.04	1.36	4.47
	1981	8 994	148	8 846			
Quebec	1982	100 019	-17 924	117 943	-2.25	2.97	4.45
	1981	103 175	-17 481	120 656			
Ontario	1982	110 663	3 980	106 683	-0.93	1.59	3.04
	1981	111 056	3 368	107 688			
Manitoba	1982	20 779	6 413	14 366	6.56	3.30	3.48
	1981	18 384	4 902	13 482			
Saskatchewan	1982	9 843	-272	10 115	1.85	4.26	5.14
	1981	9 683	-248	9 931			
Alberta	1982	26 143	-261	26 404	3.63	8.60	7.89
	1981	25 570	90	25 479			
British Columbia	1982	47 919	4 307	43 612	0.82	2.55	3.29
	1981	51 087	7 828	43 258			
Yukon	1982	346	—	346	-10.13	-1.23	3.60
	1981	385	—	385			
Northwest Territories	1982	463	—	463	-7.77	0.35	3.05
	1981	502	—	502			
CANADA	1982	375 449	31 366	344 083	-0.65	2.78	4.04
	1981	380 209	33 876	346 333			

Table 3. Total Electricity Demand in Canada by Sector 1978-1981

	1978		1979		1980		1981	
	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)	(GWh)	(%)
Residential and Farm	86 106	27	87 638	27	92 669	27	96 052	28
Commercial	68 721	22	72 384	22	73 450	22	75 709	22
Industrial	161 608	51	163 443	51	173 949	51	174 572	50
TOTAL	316 435	100	323 465	100	340 068	100	346 333	100

Source: Statistics Canada. 57-202

Figure 1

Capacity and Production by Region and Energy Source, 1982

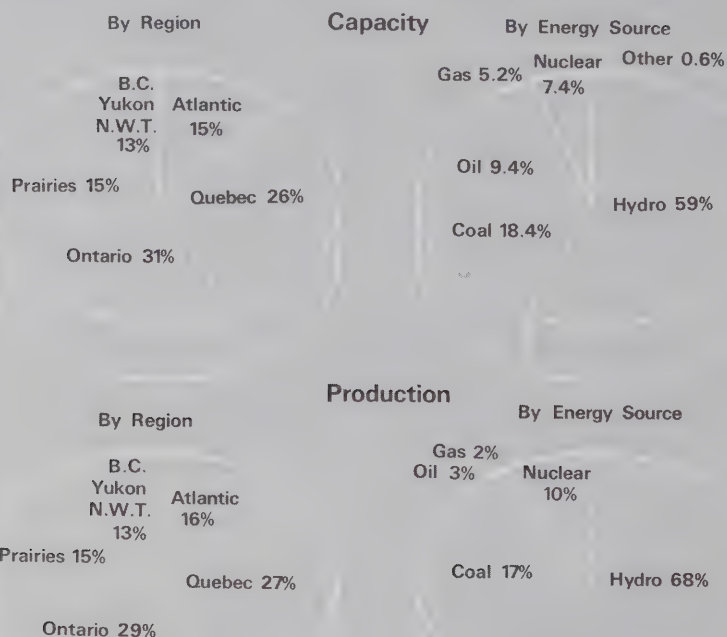


Table 4. Changes in Installed Capacity During 1982

Province	Project Name	Plant Type	Number of Units	
Additions				
Nova Scotia	Gisborne Canal	Hydro	1	
New Brunswick	Point Lepreau	nuclear	1	
Quebec	Beauharnois	hydro	1	
	La Grande - 3	hydro	3	
	Various locations	internal combustion	7	
	Trenche	hydro	1	
Ontario	Thunder Bay	steam (coal)	1	
	Bruce	gas turbine	2	
	St. Mary's	hydro	1	
		(Great to Lakes Power Co. Ltd.)		
Northwest Territories	Various Locations	Internal combustion (Northern Canada) Power Commission	2	
TOTAL ADDITIONS				
Removed from Service				
Quebec	Beauharnois	hydro	1	
	Various Locations	internal combustion	3	
	Various Locations	hydro	4	
TOTAL REMOVED				
TOTAL NET ADDITIONS				

*Provincially owned utilities except where indicated.

Figure 2

Installed Capacity and Electric Energy Production by Principal Fuel Type, 1982

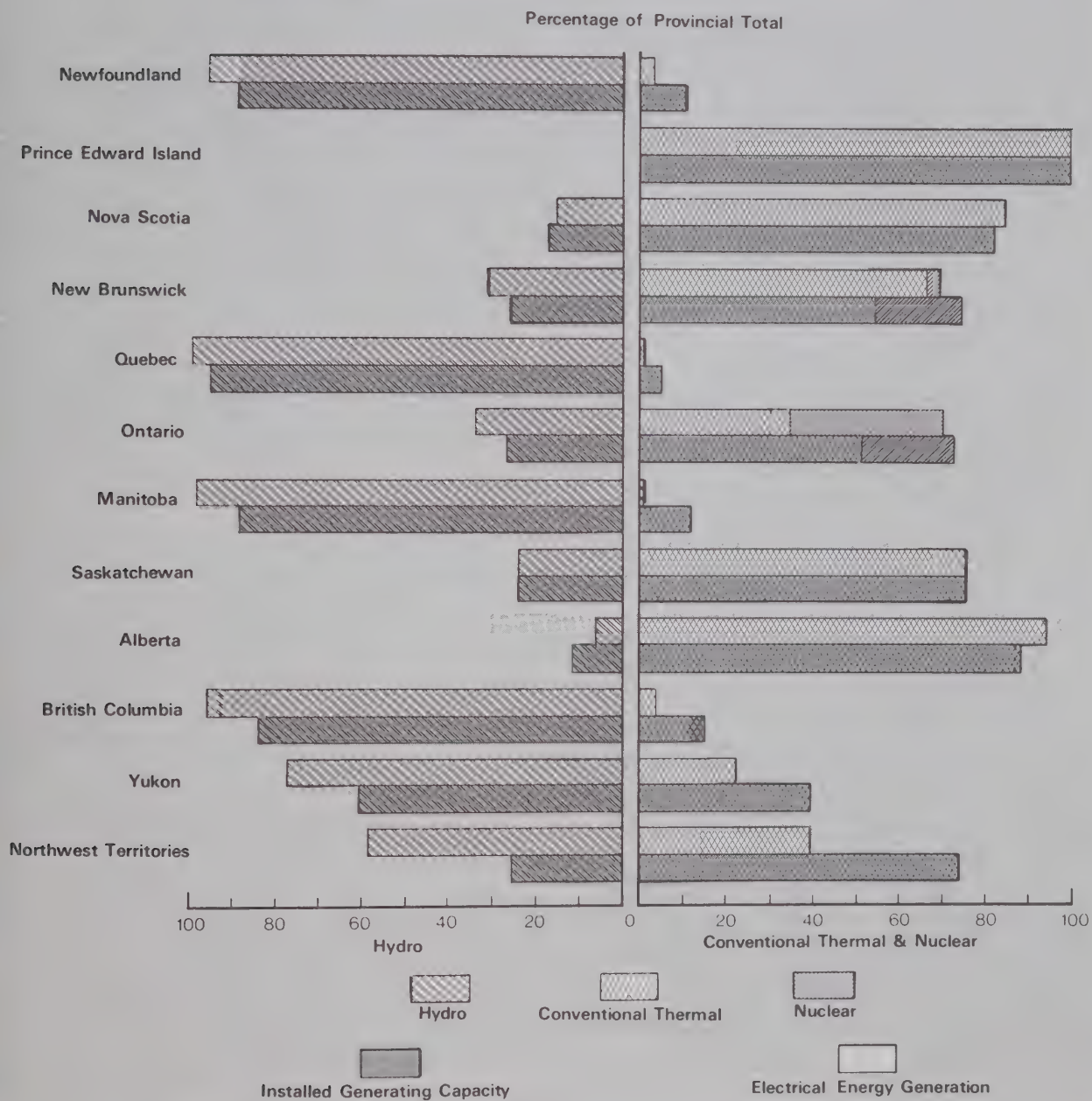
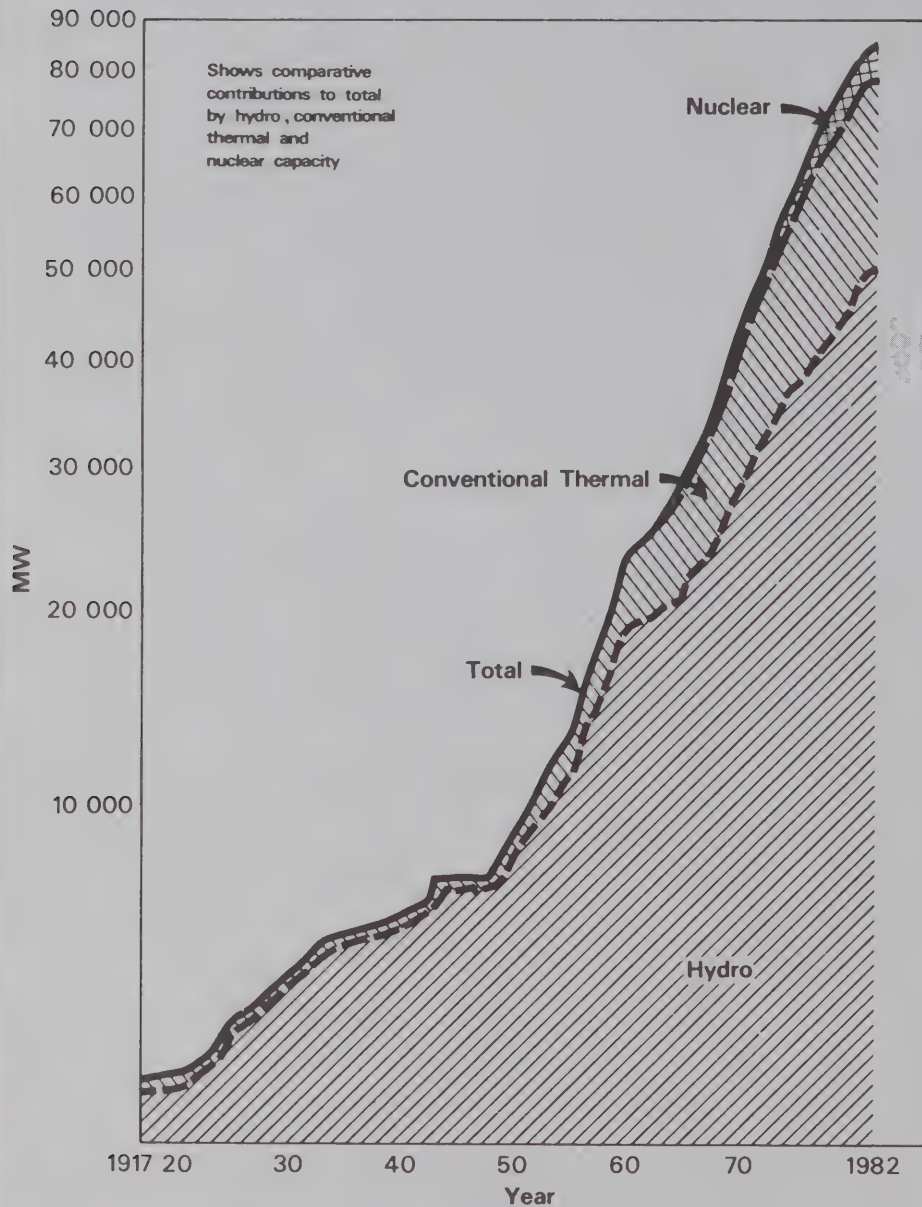


Figure 3
Historical Installed Capacity, 1917-1982



DEVELOPMENTS IN 1982

This section is a guide to the important developments in Canadian electricity supply and demand during 1982.

Federal Policy Developments

In 1982 the Government of Canada reported on progress towards the objectives of its National Energy Program. Responses to challenges were identified in the "National Energy Program Update 1982".

In 1990 the program seeks to reduce Canada's dependence on oil to 10 per cent of the energy used by the industrial, commercial and residential sectors. To reach this objective, electricity and natural gas must secure larger shares of primary energy supply. The electrical share is predicted to rise to 44 per cent by 1990; it was 33 per cent in 1975 and 25 per cent in 1982.

The Role of Electricity in the Energy Substitution Program (COSP)

The Canada Oil Substitution Program (COSP) was implemented in May 1981. It provides taxable federal credits for up to 50 per cent of the conversion cost from oil to gas, electricity, or renewable energies to a maximum grant of \$800 for residential space heating. Between May 1981 and December 1982, there were over 10,000 conversions from oil to electric heating, mainly to the conventional baseboard type. By comparison, there were close to 10,000 conversions to natural gas, 10,000 to wood and 5,400 to propane.

Interest is growing in new technologies such as heat pumps and electric/oil hybrid heating systems. In the latter system, electricity provides most of the requirements by heating coils installed in the warm air plenum of an oil furnace. The furnace provides the remaining heat during the coldest part of the winter.

While electricity is forecast to play an expanding role in achieving the Program's off-oil objective, the impact will not require major changes in utility capacity expansion plans, nor significantly restrict electricity exports to the United States.

Coleson Cove Conversion

A three stage study program to consider the conversion of New Brunswick Power's 1000 MW Coleson Cove generating station from oil-firing to coal firing began in January 1981. The study is funded through the National Energy Program's Utility Off-Oil Fund. To date phases 1 and 2 of the study have been completed. A decision on commencement of the final phase of the study was delayed as New Brunswick Power and Environment New Brunswick sought agreement on acceptable air quality standards. Efforts are being made to develop a joint N.B. Power-EMR proposal to allow study work to be resumed.

Phases 1 and 2 of the study indicate favourable economic prospects for the conversion. However, it will be necessary to re-examine the assumptions used in these phases. Uncertainties regarding oil prices and the likelihood of increased hydro imports from Quebec necessitate the re-examination.

Declining electricity demand growth and the promising initial performance of the Point Lepreau I nuclear unit must also be considered. These factors would probably reduce the oil required for Coleson Cove operation and therefore limit benefits from conversion to coal.

In addition to determining possible sources of coal supply, the study considered the use of natural gas, at competitive prices, as an interim fuel. However, the limited availability of natural gas and the timing of such availability may preclude its use as an option to coal conversion.

If conversion were delayed for several years, a coal-water mixture could also be considered as a fuel. Research on coal-water mixtures is being carried out by New Brunswick Power in conjunction with EMR under the coal utilization program.

Nuclear Industry

The CANDU nuclear system, developed by Atomic Energy of Canada Limited (AECL) in conjunction with Ontario Hydro, has proven to be one of the most effective nuclear generating options in the world. Measurement is by annual capacity factor, the industry's index of performance. Ontario Hydro's eight CANDU reactors at the Bruce and Pickering Stations rank consistently among the top rated systems in the world.

Ontario has over 5,000 megawatts of nuclear generating capacity now in service and over 8,000 megawatts under construction. The first of four units of the Pickering B station achieved criticality in October. New 600 MWe CANDU units achieved criticality in 1982 at Point Lepreau in New Brunswick and Gentilly in Quebec. Over 50 per cent of the output of Point Lepreau is licensed for export to utilities in New England for several years. At the end of 1982, over 30 per cent of the plant's capacity was under contract for export.

In 1982, a 600 MWe CANDU unit went critical in Wolsung, South Korea, after a construction period of only 61 months. A fourth 600 MWe CANDU unit is expected to go into service in Argentina in 1983. Two 600 MWe CANDU units are under construction in Romania but this project was halted in 1982, due to Romania's international financial position.

Despite the success of CANDU units in Ontario and elsewhere, the Canadian nuclear manufacturing industry faces difficulty in obtaining new orders. Electricity demand has dropped in response to low economic growth at home and abroad. Existing and committed CANDUs will continue to be supported but new orders are needed to maintain the industry and to ensure the availability of new CANDUs on a competitive basis in the future.

In 1982 Canada submitted a bid to Mexico for four CANDU 600 MWe units. This was coordinated by AECL as the main CANDU marketing agency on behalf of industry, government and the electric utilities. However, Mexico decided to defer its ambitious nuclear program. Marketing activities continued in South Korea, Yugoslavia, Egypt and other countries.

Nuclear Industry Review

The Department of Energy, Mines and Resources began a review of the Canadian nuclear industry in 1980 at the request of the Prime Minister. In August, 1981, a series of background papers was released on all aspects of the industry by the Minister of Energy, Mines and Resources. The Nuclear Industry Review was released in August 1982.

The Review focuses on the present and forecast economic situation of the Canadian nuclear industry as it faces decreased demand growth due largely to the international recession. Surplus generating capacity exists in most provinces, therefore no nuclear capacity additions beyond existing utility expansion plans are foreseen for the next decade. International competition for reactor sales has increased as reactor suppliers try to preserve their nuclear industries in a reduced market place.

Increased capacity requirements are forecast for the 1990's. Canada's nuclear generating system, based on Canadian technology and abundant Canadian uranium resources is expected to be a preferred source for capacity expansion. The Canadian government recognizes the benefits to be derived from CANDU as a competitive energy option. Policy alternatives outlined in the Nuclear Industry Review would ensure its preservation.

The Government of Canada indicated its support for the nuclear industry in the National Energy Program Update released in May, 1982. In particular, the government will consider support for future nuclear plants, including those built initially to serve the export market.

A second CANDU unit at Point Lepreau is being considered but the project will be pursued only if markets are available on a fully commercial basis. Some federal government financial guarantees may be appropriate.

Provincial Policy Developments/Issues

Hybrid Heating Program – Quebec

In 1982 the declining rate of increase in electricity demand in the province caused Hydro-Québec to call for a six year deferral of construction of new generation plants. Hydro-Québec will combine reduced capital spending with an aggressive approach to marketing electricity within and outside the province, for the period extending from 1982 to 1985.

To promote in-province sales, Hydro-Québec introduced a program to subsidize installation of electric hybrid heating systems in single family dwellings. Electric hybrid heating systems are dual energy heating systems based principally on electricity with a secondary source of heat (normally oil).

In a hybrid system, both heating systems are controlled by an outdoor temperature sensor. At temperatures above a predetermined level, space heating requirements are met by electricity. Below this level, the demand triggers the secondary heating medium (e.g. oil). Hybrid heating systems provide a simple method of using electricity economically for peak seasonal space heating purposes with electricity for remaining energy requirements.

Homeowners converting to hybrid heating systems may apply to Hydro-Québec for a \$650 grant. The grant is available to the first 100,000 eligible applicants until the end of 1983. It is intended for systems principally based on electricity in conjunction with a secondary source of heat other than natural gas. The grant will be reduced to \$500 in 1984. During 1983 the program may be extended to owners and tenants of multiple-unit residential dwellings. Customers converting from oil heating systems will also be eligible to receive a federal grant of up to \$800 under the Canada Oil Substitution Program.

A second program, directed at the industrial sector, provides incentives for conversion from heavy oil to electric boilers. Similar programs are being developed for multi-family residential buildings and commercial installations.

report of the Royal Commission on the Cost of Electric Power to Residents of Prince Edward Island

In July, 1981, Maritime Electric Company Ltd. applied to the P.E.I. Public Utilities Commission for a 21.4 per cent increase to its basic rates. In October 1981, an initial order was issued by the Commission granting an 8 per cent increase to the rates. A final order granting an additional three per cent was issued in November.

In response to public reaction to the substantial rate increases and concern over future increases, the provincial government commissioned an inquiry into the costs of electric power in December 1981.

The Commission, headed by Melvin McQuaid QC, examined the problems of costly energy supplies and capital constraints. It explored the opportunities available to the provincial government and the utility.

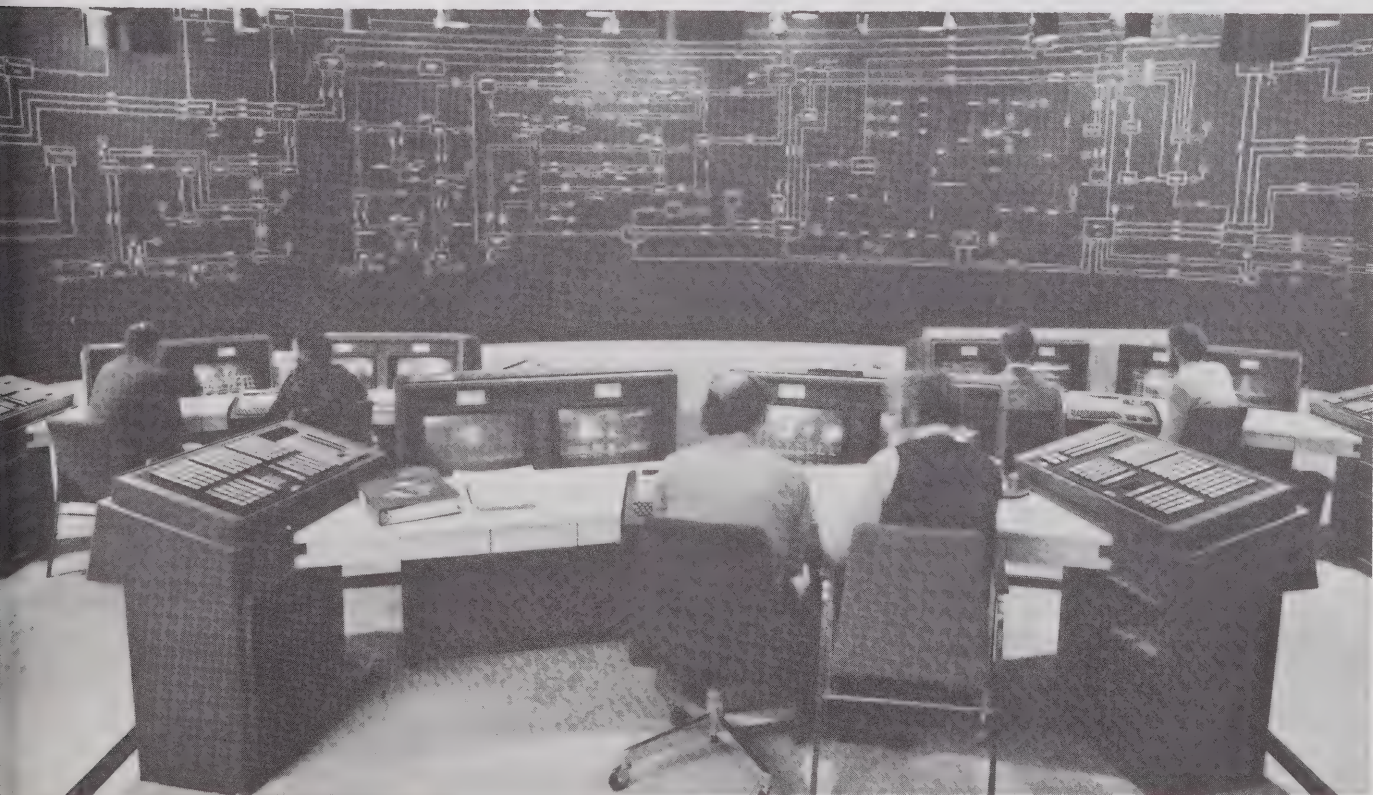
The report of the inquiry findings was released in September 1982. It contains criticisms of the investor-owned utility, Maritime Electric Company Limited. However, these criticisms are not linked to evidence that Maritime Electric acted inadvisably and the Commissioner concluded that the Company is "organized to run efficiently and is effectively managed".

The report makes few proposals for cost reduction beyond seeking federal subsidy and renegotiation of power purchase contracts with neighbouring utilities. Consultant studies have been undertaken to examine further options available to Prince Edward Island.

Newfoundland – Quebec Dispute: Churchill Falls

In 1969 Hydro-Québec signed a contract to purchase approximately 90 per cent of the output of the 5225 MW Churchill Falls hydro electric plant in Newfoundland until 2041, at a price between \$2 and \$3 per megawatt-hour. This price is less than one tenth of what it now costs to develop additional capacity.

It should be noted that Hydro-Québec could have built hydro facilities in Quebec as an alternative to purchasing electricity from Churchill Falls. These facilities would have provided the province with power at comparable cost and with similar immunity to inflation effects.



View of the new Hydro-Quebec transmission line control centre inaugurated in Montreal in October 1982.

The Churchill Falls dispute is based on two fundamental elements: first, Newfoundland wants access to additional energy from Churchill Falls at the same price that Quebec pays. Secondly, Newfoundland wants Quebec to pay a higher price for energy from Churchill Falls, to reflect the increased value of alternate energy sources since completion of the plant in the early 1970's.

In 1976, Newfoundland began legal action to obtain 800 MW from the 5225 MW plant in addition to the 300 MW to which it is entitled by the power contract.

Newfoundland will complete development of major economic hydro sites on the island by 1985. Any major additional capacity will come from fossil-fired plants on the island or development of additional hydro plants in Labrador.

Delays in court proceedings frustrated Newfoundland's attempts to obtain additional energy from Churchill Falls. In 1980, the Newfoundland House of Assembly passed legislation which, if proclaimed, would revoke the water license for Churchill Falls, thereby expropriating the plant.

There are actions before the Courts on three separate issues:

(a) Action in the Newfoundland courts to establish Newfoundland's right to recall 800 MW from the existing Churchill Falls contract. The principle asserted by Newfoundland could, if successful, extend in stages to the entire output of Churchill Falls and eventually jeopardize all Hydro-Québec's contract rights to Churchill Falls production. A decision was rendered in June, 1983. The Newfoundland Supreme Court ruled that Newfoundland does not have the right to recall the 800 MW and that the province can only receive power surplus to Churchill Falls (Labrador) Corporation Ltd.'s commitment under the contract. The decision will be appealed.

(b) Action in the Quebec Courts to establish that recall, if successful, would be a breach of contract by Churchill Falls permitting the contract to be rendered null and void and thereby allowing Hydro-Québec to pursue a claim for damages. The Supreme Court of Canada recently decided that Hydro-Québec may proceed with its request for the Quebec Courts' interpretation of the contract but it can not bring the Government of Newfoundland before the Quebec Courts. The hearing in the Superior Court of Quebec began on March 21, 1983.

(c) Action in the Supreme Court of Canada to establish the validity of the Water Rights Reversion Act under which the Newfoundland House of Assembly proposes to annul the licence upon which the Churchill Falls power contract is based.

The Newfoundland Supreme Court Appeal declared on March 5, 1982, the Act constitutionally valid and within the jurisdiction of the provincial legislature. This judgement was appealed to the Supreme Court of Canada by Hydro Québec.

The federal government filed a factum with the Supreme Court of Canada on September 17, 1982 stating that the legislation is directed to an extra-provincial undertaking and consequently serves to "extinguish rights and liabilities outside the Province of Newfoundland". The factum concluded that the statute is beyond the powers of the Newfoundland legislature. The Supreme Court heard arguments on the case in October, 1982. A decision is expected in 1983.

The federal government is encouraging both provinces to reach a negotiated settlement.

CANADA-UNITED STATES ELECTRICITY TRADE

Electricity trade between Canada and the United States dates back to the early 20th century. For most of this period, net exports (i.e. exports net of imports) were insignificant in both directions. Since the early 1970's however, Canada's net exports to the United States have increased in volume and revenue so derived is a significant element in Canada's balance of payments (Table 5).

In 1982, electricity net exports produced revenue of \$1.1 billion, accounting for 18 per cent of our international energy trade balance and 1 per cent of our merchandise trade balance with the United States.

One of the principal reasons for increases in net electricity exports to the United States is the difference in the source of generation in the two countries. Surplus Canadian power, approximately 60 per cent hydro-based, is used to displace costly United States oil-fired generation and other fossil-fuel generation.

This displacement has occurred mainly in the northeastern states. Exports to New York come from hydro generation in Quebec and coal-fired generation in Ontario. Oil-fired and nuclear generation in New Brunswick exported to New England. Manitoba hydro-based exports displace coal-fired generation in the United States mid-west. Hydro-based exports from British Columbia reduce gas-and oil-fired generation on the United States west coast.

Early Trade in Electricity

The contracts now governing the sale and exchange of electric power between Canada and the United States reflect the experience of more than eighty years.

During the early development stages of the Canadian electric power industry, private enterprises were involved in construction of hydroelectric, steam and diesel generating plants. The Niagara River is an obvious location for early hydroelectric development. Its location on the United States/Canadian border made it logical for developers to look to the United States for sales.

Table 5. Annual Exports and Imports of Electric Energy

Year	Net Canadian Generation (GWh)	Exports of Canadian Generation (GWh)	Exports of Canadian Generation % of (1)	Imports of U.S. Generation (GWh)	Imports of U.S. Generation % of (1)	Net Quantity of Exports (GWh)	Net Value of Exports (\$000)
	(1)						
1959	104 671	4 593	4.4	512	0.5	4 081	13 008
1960	114 378	5 494	4.8	357	0.3	5 137	13 888
1961	113 713	4 180	3.7	1 394	1.2	2 786	12 592
1962	117 469	4 034	3.4	2 779	2.4	1 255	13 891
1963	122 238	3 624	3.0	2 884	2.4	740	4 433
1964	134 987	4 185	3.1	3 121	2.3	1 064	5 658
1965	144 274	3 570	2.5	3 575	2.5	-5	-1 836
1966	158 135	4 310	2.7	3 057	1.9	1 253	5 970
1967	165 625	4 066	2.4	4 142	2.5	-76	-6 196
1968	176 378	3 646	2.1	4 129	2.3	-483	-2 725
1969	191 102	4 688	2.5	3 333	1.7	1 355	10 198
1970	204 723	5 631	2.8	3 245	1.6	2 386	23 445
1971	216 472	6 985	3.2	3 378	1.6	3 607	38 208
1972	240 213	10 379	4.3	2 381	1.0	7 998	61 590
1973	263 335	16 879	6.4	2 249	0.8	14 630	108 633
1974	280 256	15 399	5.5	2 441	0.9	12 958	168 320
1975	273 392	11 375	4.2	4 174	1.5	7 201	102 019
1976	294 043	12 804	4.4	3 590	1.2	9 214	167 200
1977	317 196	19 957	6.3	2 690	0.8	17 267	406 138
1978	335 641	21 602	6.4	2 092	0.6	19 510	476 791
1979	352 304	31 378	8.9	1 792	0.5	29 586	737 802
1980	367 306	30 176	8.2	2 939	0.8	27 237	790 640
1981	378 531	35 372	9.3	1 497	0.4	33 876	1 138 250
1982	375 449	34 214	9.1	2 848	0.8	31 370	1 100 489

Source: National Energy Board

At first there was no market in Canada for the output from these facilities. Consequently, most of the electricity generated in the Niagara region was exported under long-term contracts to the United States by means of aerial cables stretching across the Niagara River and via transmission lines hung under the Rainbow Bridge at Niagara Falls, New York. The first transmission line across the border was a 12kV circuit built at Niagara Falls in 1901.

Early export agreements were made between affiliated corporations operating on either side of the border. However the United States also represented an attractive market for non-affiliated companies. In 1904 Ontario Power agreed to deliver 46,000 kW of firm power over a period of 46 years to an American public utility operating in Buffalo.

Ontario was not the only province exporting electricity during the first part of the 1900's. International trade between Quebec and Vermont dates back to 1914 and trade between New Brunswick and Maine has a long history of co-operative production and marketing.

Historically, Canadian hydroelectric generation and transmission facilities were developed in advance of domestic demand. Differences in geography, demography, resource availability and seasonal diversity largely account for the early development of electricity exchanges between Canada and the United States.

Export sales under long-term contracts with American utilities provided funds to support Canadian hydroelectric development. However there was concern that this approach would eventually retard economic development and cause energy resources to be alienated from Canadians.

2. Evolution of Canadian Export Policy

Federal and provincial legislation resulted from the public demand that Canadian hydroelectric resources be reserved for Canadians. As early as 1903, several Ontario municipalities which owned local electricity distribution systems were considering constructing transmission systems. These would provide interconnection between generating facilities at Niagara Falls and municipal load centres. The provincial government recognized the need for a central authority providing administrative support to the municipalities. This authority would preserve Canadian resources by developing energy supply systems for markets within the province.

The Hydro Electric Power Commission of Ontario was created through the Ross Act of 1903. It authorized the utility to enter into bulk contracts and to develop, own and operate an interconnected provincial transmission system.

At first, there was opposition to the Commission from investor-owned utilities who saw the entrepreneurial right to export being eroded through regulation. By 1910 however, the first transmission line was completed to deliver power from Niagara Falls to seven Ontario municipalities.

Efforts to preserve hydroelectric resources were also supported at the federal level. In 1907, the Electricity and Fluid Exportation Act was passed to regulate the export of electric power and natural gas.

The legislation radically changed the character of exports by introducing a number of conditions which had to be met to the satisfaction of the Governor-in-Council.

Under the Act each export contract required a license stating the maximum quantity permitted. The licenses had to be renewed each year. Moreover, the Act stipulated that licensees could export power only in excess of Canadian needs. The price charged by the licensee had to be equal to, or greater than the price charged to Canadians under "similar conditions of sale".

The Act also established a reporting mechanism for monitoring exports. The licensee was required to submit monthly reports to the Minister of Trade and Commerce on domestic sales, production, and export sales.

An export duty not exceeding \$10 per annum/horsepower was permitted on export sales. Pursuant to Order in Council P.C. 397 (March 16, 1925), the duty was established to be \$2.00 per annum/horsepower. Exports were subject to this duty until 1963.

The duty was intended to make the Canadian market more attractive to power producers at Niagara. It gave notice that the government could make the export market uneconomical. Similarly, the one-year license was a reminder to exporters that permission was not to be taken for granted. American utilities could therefore not rely on Canadian electricity production to meet their base load demand.

The Electricity and Fluid Exportation Act remained unchanged until 1957. The Canadian Government then realized that local industrial requirements had to be ensured before authorizing export licenses. There was some feeling that Canada's jurisdictional responsibilities would be better served through a new organization, outside of the Department of Trade and Commerce.

In 1958 and 1959 the Borden Commission on energy recommended the establishment of a National Energy Board (NEB) with enabling legislation to replace the Electricity and Fluids Exportation Act of 1907. In 1959, Parliament enacted the National Energy Board Act and repealed the original Exportation Act of 1907.

The first major statement of a National Power Policy was announced in 1963 by the Honourable Mitchell Sharp, then Minister of Trade and Commerce. This statement reversed the restrictive policy which the government had adopted since 1907 while maintaining adequate protection for Canadian sources.

The policy encouraged development of large low-cost power resources and interconnection of systems within Canada. It promoted exports and interconnections between Canada and the United States.

Early development of remote Canadian power sources initially for export was introduced. However, the export contract must provide economic supply options for Canadian needs. The policy defined the following five areas where favourable consideration would be given to exports:

- provision of standby service for emergencies, thereby reducing reserve generating capacity required by utilities;
- economy exchanges between plants;
- sales of surplus interruptible energy;
- diversity exchanges. Since Canada's peak power demand season is winter and the United States experiences its peak demand in summer, power and energy supplied by Canada in summer can be returned by the United States in winter;
- sales of firm power for limited periods which would allow "step-by-step construction of the most economical generating facilities on either side of the border".⁽¹⁾

In addition the policy endorsed exports of electricity to border areas of the United States which, for reasons of geography, were more economically supplied by Canada. This has been the practice since the earliest days of electricity exchanges.

⁽¹⁾Statement of National Power Policy by the Honourable Mitchell Sharp, Minister of Trade and Commerce, October 8, 1963.

late 1977, the United States proposed a joint study on Canada-United States co-operation on bulk electricity exchanges. In 1979, a report entitled "Canada/United States Electricity Exchanges" concluded that significant opportunities exist for increased international exchanges in border regions. These would result in mutual benefits, including reduced consumption and increased system reliability. Among the recommendations were the following:

- increased communication and liaison among regulatory agencies and between agencies and utilities;

- clear statements of government policies and guidelines on the regulatory processes for international exchanges;

- export pricing policies to maximize opportunities and benefits;

- development of public information programs explaining the benefits to be gained from international electricity exchanges.

In 1982, the Government of Canada reported the expansion of the export market for electricity through the National Energy Program (NEP) rate. The program endorses building capacity in advance of domestic demand assuming "an equitable distribution of the risks and financial burdens between buyers and sellers and satisfaction of appropriate environmental standards."⁽²⁾

One type of expansion program could be financed out of export earnings and be consistent with the 1963 policy statement. The government has indicated willingness through the NEP rate to consider support for construction of nuclear plants built solely to serve the export market. The Government of Canada would provide financial support for an agreement with United States utilities allowing Lepreau 2 to be built in the near future, subject to the general criteria of the Government of Canada with respect to price and risk-taking.

The Canadian Government position on electricity exports was explained further in 1982. Speaking to United States audiences, the Minister of Energy, Mines and Resources and the Minister of State for Mines reiterated Canada's support for continued electricity trade and increased exports. They stressed the reliability of Canadian electricity exports and Canada's desire to promote trade between the countries.

3. Institutional Environment

Canadian and American institutional structures have influenced the evolution of electricity exchanges. There are significant differences with respect to utility ownership, operating procedures and regulation. Despite the differences, there exists a large degree of cooperation through the North American Electric Reliability Council (NERC), an organization which coordinates planning and reliability design of the North American systems. Its members include Canadian utilities having interconnections with the United States.

3.1 Government Jurisdiction – Canada

Sections 91 and 92 of Canada's Constitution outline the jurisdictional powers of the federal and provincial levels of government.

Each province has jurisdiction over the natural resources located within its boundaries. The production and distribution of electricity within a province are administered provincially.

Federal jurisdiction over international and interprovincial trade was established under Section 91 of the Constitution. It was originally outlined in the Electricity and Fluids Exportation Act of 1907 and carried forward through the National Energy Board Act (1959).

Federal jurisdiction over electricity was limited to the regulation of international power lines and licensing exports. In exercising its mandate, the National Energy Board ensures each application to export power meets the following criteria:

- exports must be surplus to foreseeable Canadian needs;
- the price charged by the licensee must be just and reasonable ("in the public interest");
- the maximum term of the license must be no longer than 25 years (most licenses are issued for periods ranging between 5 and 10 years corresponding to the request of applicants).

In assessing the first criterion, neighbouring utilities must be given first right of refusal for any proposed exports under the same terms and conditions.

The Board's consideration of "public interest" may include such issues as economic and environmental impact, employment opportunities and balance of payment considerations.

The National Energy Board has certain tests to determine if the price charged for exports meets the "public interest". First, the price must not be less than the cost of producing the energy. Second, the price must not be less than the cost of comparable service to Canadians. Finally, the price must not be materially less than the cheapest alternative available to the United States purchaser.

These tests are interpreted with some flexibility. The importer should be provided with some incentive to reflect differences between local and imported supplies. Pricing policy also recognizes cases of American purchasers with investment in Canadian generation or transmission facilities for import purposes.

In February 1983, the power of the NEB was extended. Any facility constructed and operated for the purpose of interprovincial transfer of electricity may be designated by the Governor-in-Council as subject to the NEB Act's provisions for international power lines. In addition the NEB may authorize land expropriation for international and other designated lines. This is consistent with its existing powers for pipelines.

The provinces have primary jurisdiction over environmental issues. However, both levels of government may rely on the NEB for an environmental review at the detailed application stage. In cases where a federal activity, money or property is involved the Federal Environmental Assessment and Review Process (EARP) will apply at the project planning stage. This may then lead to a public review. It should be noted that few, if any, export projects will have federal funding or affect federal lands.

The federal government requires compliance with the Navigable Waters Act in applications for certificates to construct transmission lines across navigable bodies of water. Separate authorization must be obtained from the Department of Transport and compliance shown with the Fisheries Act.

Apart from shared environmental responsibilities, which to date have not proven difficult to manage, jurisdiction between federal and provincial levels of government is well defined. The National Energy Board recommends that exporting utilities consult with the Board prior to submitting an application. This provides utilities with an understanding of regulatory policies and procedures, thereby reducing application processing time.

3.1.1 Canadian Licensing Procedures

Every applicant requesting an export license must provide the NEB with the information described in the National Energy Board Act Part VI regulations.

In considering applications, the Board distinguishes between proposed exports of firm power and interruptible energy. In the case of firm power, a more detailed review is required because firm power is "intended to be available at all times during a period covered by an agreement."⁽³⁾

Applications to the Board usually require a public hearing, at which time evidence for or arguments against an application may be presented. The hearing is held before a panel of three Board members. A decision is handed down in the form of a "Reasons for Decision" document on the basis of the testimony presented. This report states the decision and the rationale behind it. It describes the application, summarizes all of the evidence and defines the conditions applicable to the certificate of public convenience or export license.

The Board has developed guidelines for considering certification of international power lines. These include the following:

- availability of power for the line;
- identification of markets;
- economic feasibility of the line;
- financing considerations;
- public interest;
- environmental impact of the facility.

Where the federal Environmental Assessment and Review Process (EARP) is required, proposed projects must be screened in the early planning phase to determine

significant environmental effects. In the opinion of the Minister of the proponent department, the project will have significant environmental effects, it must be referred to the Minister of the Environment for a public review by an independent Environmental Assessment Panel. The Panel review is usually conducted early in the project planning stage and is completed before firm decisions are taken.

Projects are assessed also on the basis of an environmental impact statement and a hearing process. A detailed report with recommendation is submitted to the Minister of the Environment. Decisions are reached after consultation with the Minister of the department initiating the referral. However, final decisions are deferred until the NEB or other regulatory authority deals with the detailed application.

There are specific conditions under which the National Energy Board may waive the requirements for a public hearing and government approval. The Board may authorize exports where the export is small, i.e. less than 50 MW or 250 GWh/year. They may also issue a certificate of public convenience for construction of an international power line having a capacity of less than 5 MW. Under emergency conditions the NEB may unilaterally authorize exports to American customers who are interconnected with Canadian systems.

Under normal circumstances it takes twelve months for the Board to process a major application for a certificate or license. If an application is approved, the Board prepares an Order-in-Council document which is submitted to the Minister of Energy, Mines and Resources. The Minister recommends the project to the Governor-in-Council, at his discretion. A decision by the Board to approve a license is not effective until approval of the Governor-in-Council is received.

⁽³⁾National Energy Board Act Part VI Regulations; 1978.

NEB licenses interruptible energy, power, short term power and peaked power separately. Each license fixes a maximum export limit, usually on a per annum or on a 12 consecutive month basis. The license also establishes minimum prices. The licensee however may negotiate within these prescribed limits and general conditions.

Any subsequent amendments to the conditions in the interconnection agreement or the price must be approved by the Board.

Government Jurisdiction – United States

The power industry in the United States is regulated by federal and state levels of government. The federal government has jurisdiction over electricity exports made by investor-owned utilities and over the construction of electrical transmission facilities at the international boundary.

There is overlapping jurisdiction over regulation of construction of international transmission lines. State public utility commissions have jurisdiction over transmission facilities in virtue of their authority to regulate the generation and transmission facilities. Because federal authority applies only to border crossings, state governments have main control over routing, design and operation. In some instances, the location of transmission facilities may require review and approval by counties and states.

The construction of international transmission facilities is authorized by Presidential Permit. While the Department of Energy has the authority to review permit applications, information may be provided by the Environmental Protection Agency and the Corps of Engineers. All applications must have approval from the Secretary of Defence and the Secretary of State.

The Department of the Interior must approve any application for transmission facilities crossing federal lands, Indian reservations, or through specified wildlife habitats.



The Winnipeg-Minneapolis 500 kV transmission line which constitutes Manitoba's third interconnection with the American Power Grid.

3.2.1 United States Licensing Procedures

Unlike the National Energy Board, the Department of Energy does not have specific criteria against which permit applications are evaluated. Permit applications are reviewed individually.

Each case is evaluated on the environmental, technical and economic information submitted. Consideration is given also to information obtained through the public hearing process and subsequent submissions provided by the applicant. Approximately 6 months are required to process an application. Between 18 and 24 months are required if an environmental impact statement is necessary.

4. International Co-ordination

Extensive interconnection systems have developed within Canada and the United States and between the nations. This is due in part to economies of scale associated with the ability to deliver power to multiple load centres from large plants, including those located in remote areas. While system reliability has been enhanced by interconnections, there have been occasions where disturbances have interrupted the supply of power to a large number of customers at the same time. The collapse of the New York/Ontario interconnection in 1965 was a dramatic example.

As a result of industry-wide planning and co-ordination activities directed at system security, through the North American Electric Reliability Council (NERC), there is greater assurance that extended outages will be avoided or reduced in duration.

NERC was formed as a voluntary organization in 1968 to increase reliability and adequacy of bulk power supply systems in North America. Nine regional councils are represented in NERC. Individual memberships consist of representatives from all major power systems. Members in Canada include British Columbia Hydro, Ontario Hydro, Manitoba Hydro, New Brunswick Power, Hydro

Quebec, TransAlta Utilities and Saskatchewan Power. NERC bylaws allow a representative from the NEB and United States Department of Energy to participate as observers.

5. Benefits

Electricity exchanges between Canada and the United States offer a wide range of technical, economic and social benefits to the utilities and customers in both countries. The following description of the benefits of increased international transactions was presented in the Canada/United States Electricity Exchanges Study.⁽⁵⁾

- **Reliability and Reserve Sharing:**
Contractual agreements for mutual emergency support between utilities can be used to improve total system reliability or to reduce the operating reserve margin requirement of each activity.
- **Load Diversity:**
When two electric utility systems in adjoining areas, or relatively close areas experience their peak loads at different times of the year the systems can be served with less installed generating capacity if the system loads are combined. This "shared" generation concept benefits both systems.
- **Surplus Energy Sales:**
Energy not needed by a generating system at the time of its availability can be sold to a secondary market (i.e., another utility) or (in the case of hydroelectric energy) stored in another utility's reservoirs. Energy sources which provide energy beyond current requirements include run-of-river hydro and storage hydro during high water years (when water would otherwise be spilled). In the future they may include solar and wind electric generators and tidal power. The ability to use this surplus energy efficiently will reduce operating costs and conserve fossil fuels.

- **Economy Interchange:**

Economy interchanges occur when the incremental cost* of one utility is less than the decremental cost of another utility. Efficient generating units or variations in cost provide energy at a cost lower than the purchasing system can generate using its own equipment.

- **Unit Power Economies of Scale:**

Large generating units are more cost-effective in supplying electricity than smaller generating units. However, when a utility is unable to install the optimally sized unit, international transactions allow electric utilities to plan their system expansion jointly and install large units. Both utilities benefit financially by the arrangement.

- **Coordinated Operations Scheduling:**

By coordinating maintenance schedules of generating units, utilities ensure efficient operation.

- **Use of Complementary Technologies:**

Many types of generation technologies complement each other. Historically, cooperation between hydro- and thermal-based systems has been most productive. During low water years the hydro units provide peaking capacity while the thermal units supply base load energy. In good water years hydro generation would normally displace more expensive thermal generation.

- **Reduction of Oil Dependency:**

Efficient operations and increased use of coal-fired plants and renewable resources reduce oil use for generating electricity. This is made possible through increased inter-utility electricity exchanges. Any oil dependency reduction lowers the level of foreign imports.

* Incremental cost is the cost of the next available kilowatt-hour of generation on the supplying system.

** Decremental cost is the cost of the next available kilowatt-hour of generation on the purchasing system.

⁽⁵⁾Canada/United States Electricity Exchanges Study, May 1979.

Local Economy:

Construction of generation and transmission facilities for export purposes creates jobs and increases the tax base in the exporting area.

Canada also benefits from electricity exports in the following ways.

Revenues:

Export revenues lower the cost of service to customers served by the exporting utility. The revenues can be used to offset rate increases or put toward financing new facilities, thereby reducing external financing requirements.

Balance of Payments:

The revenue from electricity exports improves Canada's balance of payments. In 1981, net export revenue was \$1.1 billion, representing about 30 per cent of Canada's energy trade balance and 9 per cent of total electric utility revenue.

National Goals:

Federal government policy through NEB regulation supports exports subject to appropriate safeguards for supply to Canadian customers. The National Energy Program Update supports prebuilding nuclear plants dedicated initially for the export market on a commercial basis. This may help preserve the CANDU as one of Canada's energy sources.

Constraints to Increased Electricity Trade

The benefits support increased trade in electricity but there are constraints which discourage Canadian exports to the United States.

Jurisdictional Considerations:

In the United States there is overlap in jurisdictional rights between state and federal governments with respect to transmission line approvals. Overlapping jurisdiction increases the potential for delays in the approval process and often results in increased project costs. In cases where a transmission line traverses several states approval is required from each state. This is not always forthcoming.

- *Environmental Considerations:*

There are environmental issues associated with increased trade in electricity. Large and vocal groups lobby against any policy of increased exports which could cause environmental damage to the exporting nation. These concerns are raised mainly against exports from coal-fired facilities with acid emissions, and against building nuclear plants initially for export.

Discussions continue between Canada and the United States on acid rain reduction and efforts are being directed toward negotiation of a formal cooperative agreement. The Canadian Government's pursuit of an acid rain agreement has been seen in some American circles as an attempt to improve Canada's opportunity to export electricity.

This argument has come mainly from politicians representing coal-supplying areas where utilities would be forced to use costly acid-emission abatement equipment. This could make Canadian energy imports economically attractive for those regions.

Opponents to building nuclear plants in advance of domestic requirements argue that Canadians would keep the risks and wastes from these plants, while exporting benefits to the United States. However, the volume of nuclear waste is low and safe disposal methods are being studied.

There has been opposition at the local level to transmission line siting in both Canada and the United States even for domestic supply of electricity. This opposition is especially strong where lines cross regions deriving no benefit from the trade.

Attempts are being made to provide prompt decisions on issues while ensuring adequate opportunity for the public and special interest groups to express their views.

Most provinces have introduced changes in legislation or governmental procedures to streamline the approval process. The intention is to avoid economic penalties from delays or revisions while allowing full consideration of social issues.

- *Reliability of Supply:*

One of the objections raised by American utilities to increased imports of Canadian electricity is reliability of supply. Although on a national scale Canadian imports account for approximately 1.5 per cent of total United States generation, on a regional basis (notably the northeastern states) it rises to approximately ten per cent.

This is of concern to utilities considering firm imports of electricity as an alternative to constructing their own plants. Canada has responded by indicating that exports have never been curtailed unilaterally contrary to an agreement.

- *American Pricing Regulations:*

Investor-owned utilities in the United States are permitted to earn a profit on capital invested in plant and equipment. Because investor-owned utilities are generally prohibited from making a profit on power purchases, the benefit of imported power costs are passed directly to customers. In the absence of profit incentive, investor-owned utilities may be less motivated to pursue Canadian power purchases.

- *Load Growth:*

Low load growth in the United States may reduce the need for imports from Canada.

7. Opportunities for Increased Electricity Trade

Given sufficient transmission capability and favourable licensing conditions (licenses of sufficient duration to warrant United States investment in transmission facilities), opportunities exist to increase electricity exports until Canadian domestic requirements reach the level of generation capacity.

Opportunity for increased trade exists for fossil fuel displacement, and for new capacity in oil where Canadian capacity would have an economic advantage in the United States.

Exports could come from plants in operation or from those under construction. Alternatively, exports could be generated at stations built initially for this purpose. Hydro capacity is particularly well suited to the pre-building concept. Because hydro facilities have a useful life beyond 60 years, a facility could be licensed initially for exports over 20-30 years and still contribute substantially to domestic demand following termination of the contract.

Hydro potential in Manitoba, Quebec and Newfoundland (Labrador) is large and would be well suited for long term export. It will not be required for domestic purposes for several years.

In addition to potential exports from dedicated plants there exists substantial surplus generating capacity in Ontario (some 6,000 MW by 1990, primarily modern high efficiency coal-fired units displaced by nuclear), Manitoba (hydro) and Quebec (5,000 MW of hydro by 1985).

8. Summary

There is a long history of electricity exchange between Canada and the United States to the mutual benefit of both countries. Policy governing Canadian exports has gone through several stages. The laissez-faire attitude of the early years gave way to regulatory policies of a restrictive nature. These were replaced by policies encouraging exports subject to the protection of Canadian interests.

The benefits derived from trade in electricity relate to energy source differences between Canadian exporting regions and adjacent American importing regions.

Canadian utilities plan their generation and transmission facilities primarily to meet the electricity demand of their own customers and exchanges have been largely incidental to this primary objective. Approximately 80 per cent of current transactions are for interruptible exchanges which can be discontinued at the option of the supplier if needed to meet own system needs.

Some Canadian utilities have large generating capacity surpluses which could produce substantial revenue in the export market. The opportunity to increase income, together with forecast opportunities to incur savings presents a challenge to Canadian utilities and to the provincial and federal governments.

The nature of the electric utility industry makes it appropriate for negotiations on export and import contracts to take place between participating utilities. It is incumbent on governments however to provide an efficient, understandable and predictable environment within which utility negotiations can succeed. These efforts will ensure that consumers in Canada and the United States will continue to enjoy the benefits of electricity trade.

EXPORTS AND IMPORTS

International

Electricity exports in 1982 represented 1 per cent of net generation in Canada, while imported electricity accounted for less than 1 per cent of total demand. Net exports to the United States decreased by 7 per cent from 1981, to a total of 31,366 GWh, i.e. exports of 34,214 GWh and imports of 2,848 GWh.

Manitoba was the only province to show a significant increase in net exports in 1982; they increased by 45 per cent to 5,041 GWh. Better water availability accounted for the increase; water supplies were abnormally low in 1981.

Ontario and Quebec exports were approximately the same in 1982 and 1981. New Brunswick experienced a 7 per cent decrease and British Columbia a 49 per cent decrease. The British Columbia decrease resulted mainly from decreased water supply in 1982 from the abnormally high level in 1981. Since exports from Quebec, Manitoba and British Columbia are entirely from hydro and displace oil-fuel in the United States, exports are related to surplus water supply and generation capacity. However they may also be limited by availability of interconnection facilities. The Quebec interconnections have been fully used during the last two years, including an increase in exports from the province until the interconnection capacity is expanded (see Table 6). More information on exports and imports by province is provided in Table A5 and Figure 4.

While net exports decreased in 1982, it is evident from Table 7 that energy exported to the United States and the revenue received have increased in a six year period from 1977. The primary reason for increased exports is displacement in the United States of locally generated electricity from oil and coal. Canadian electricity exports are generated primarily from hydro and coal. Comparatively small amounts of oil-generated exports come mainly from New Brunswick, under a contract negotiated with New England utilities before the major oil price increases. This contract ends

Table 6. Major¹ Interconnections Between Canada and the United States

Province	State	Voltage	Power Transfer Capability
		(kV)	(MW)
New Brunswick	Maine	345	600
Quebec	New York	765	1400
		2 x 120	200
			50
Ontario ²	New York	230	470
		230	400
		2 x 230	600
	Michigan	230	535
		230	515
		345	710
		345	760
Saskatchewan	North Dakota	230	150
Manitoba	North Dakota	230	150
	Minnesota	230	175
	Minnesota	500	1000
British Columbia	Washington	230	350
		230	300
		2 x 500	1400

1. 100 MW capacity or over.

2. The transfer capability of several lines may not be equal to the mathematical sum of the individual transfer capabilities of the same lines.

in 1986. Most of the coal-fired exports are from Ontario.

Hydro generated exports are expected to remain stable or increase slightly relative to total exports. Nuclear exports are expected to increase, coal-fired exports to decrease and oil-fired exports to be largely eliminated after 1986.

There are approximately 30 Canada-U.S. interconnections of 69kV or over with power transfer capacity near 10,000MW. A 230kV interconnection between Saskatchewan and North Dakota was added in 1982. Planned additional or upgraded interconnections between Canada and the United States are indicated in Table 8.

1982 was a significant year for electricity exports to the United States: a) The New Brunswick Electric Power Commission received approval from the National Energy Board to export 335 MW of firm power from the 630 MW (net) capacity of the Point Lepreau nuclear plant completed in 1982. At year end the utility had

contracted to export 205 MW under agreements requiring importing utilities to pay a share of the plant costs proportionate to their share of plant output. The contract term is to 1990, with options to extend for a subsequent two years. Export of an additional 60 MW is being negotiated on a similar basis.

This is the first export of firm power from a Canadian nuclear plant. It will greatly reduce N.B. Power's financial risk from this plant.

b) Hydro-Québec entered into two agreements for long-term exports of interruptible power to New York and New England. 111 billion kWh of interruptible energy will be exported to New York between 1984 and 1997. 33 billion kWh of interruptible energy will be exported to New England between 1986 and 1997.

A novel feature of the Hydro-Québec/New England agreement is an energy banking arrangement. New England utilities will send power to Quebec during periods of low requirements on their systems. This will allow Hydro-

Québec to generate less power and use less water. The water saved can be stored in Quebec system reservoirs to be used for generation during periods of high energy requirements in New England.

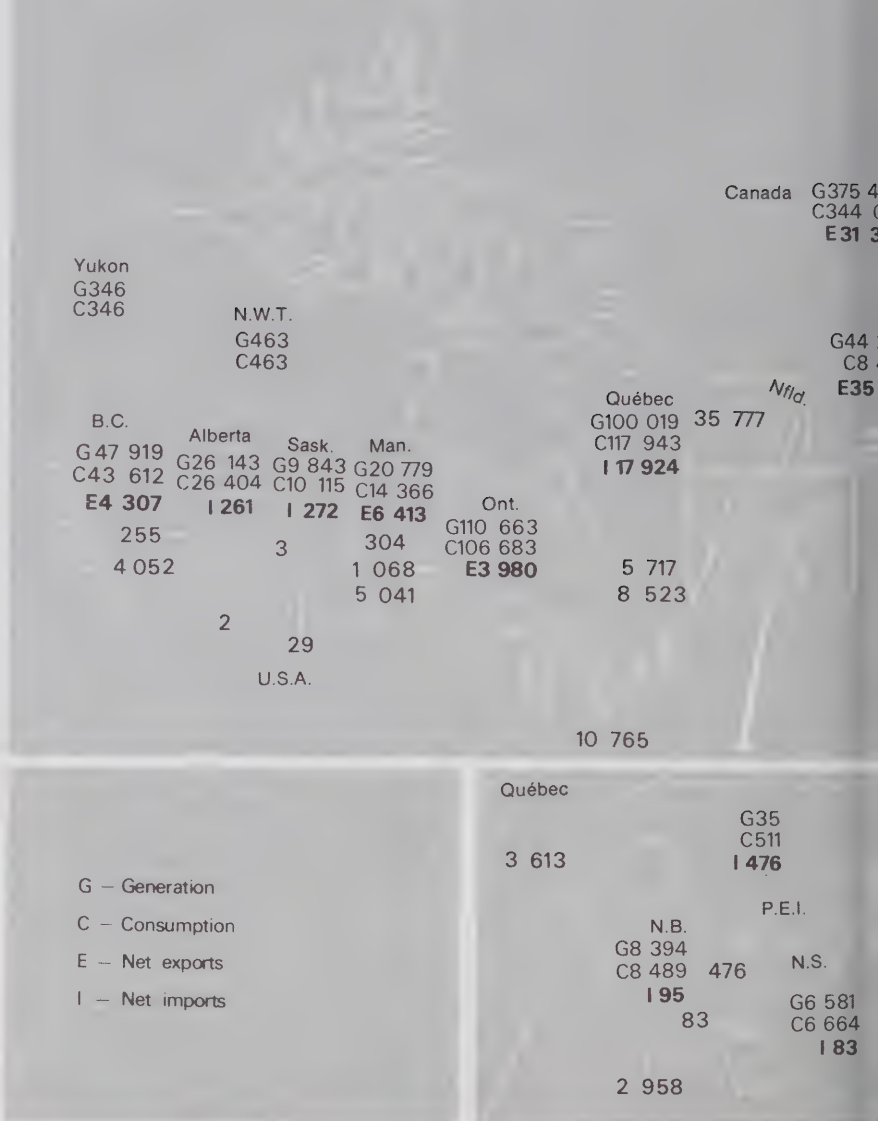
The agreement requires Hydro-Québec to build new transmission facilities in the Eastern Townships area and a high voltage direct current (HVDC) converter station near the Quebec-Vermont border. Its initial capacity will be for 690 MW, expandable to 2000 MW when additional export agreements are negotiated with New England. Hydro-Québec expects to have surplus energy available for export until 1990 as a result of its reduced forecast load growth.

c) Ontario Hydro lost a major export opportunity during the year. An agreement was cancelled by General Public Utilities (GPU) of New Jersey for export of 1000 MW of firm power between 1985 and 1995 via an HVDC cable interconnection across Lake Erie. The NEB approved the export but GPU terminated the agreement on the grounds that cost escalation of the interconnection made the arrangement uneconomic for them. GPU purchased the power instead from mid-western United States utilities, which supplied the power from old coal-fired plants slated for retirement.

Environmental groups in Canada, including the federal Department of Environment, intervened against the export at the NEB hearings. They argued that additional power generated from the Ontario Hydro Nanticoke coal-fired plant would result in increased levels of acid rain in Canada, already a major problem. This issue was not resolved, since the agreement was terminated, but it could become a major point of consideration in the future.

Proponents of the export argued that less acid rain would fall in Canada if GPU purchased their power from the modern Nanticoke plant rather than from older, less efficient plants in the United States. In addition Ontario Hydro is committed to a 50 per cent reduction in acid-emissions by 1990.

Figure 4
Electric Energy, Net Transfers and Exports, 1982 (GWh)



Applications before the NEB in 1983 include the two Hydro-Québec agreements, and an application from N.B. Power to export 135 MW to Central Maine Power Company.

The nature of electricity exports is changing. In the past, 80 to 90 per cent of exports have been for interruptible energy, displacing fossil-fuel generation in the United States. The change is toward more emphasis on long-term exports of firm energy and capacity for up to 25 years. These

exports may allow United States utilities to defer generation capacity additions and to displace more fossil fuel generation. Exports may come from existing capacity, from plants now under construction, or from plants built initially for export purposes. For example, N.B. Power, supported by the federal government, is offering to build a second 630 MW unit at the Lepreau nuclear plant for long term exports. Both Quebec and British Columbia have offered to build hydro plants for long-term exports.

Table 7. International Electricity Trade, 1977-1982

	1977	1978	1979	1980	1981	1982
	(GWh)					
Exports (a)	18 509	20 542	30 491	28 229	34 730	32 986
Imports (a)	1 060	185	24	169	466	268
Net Exports	17 449	20 357	30 467	28 060	34 264	32 718
Generation source for exports: (b)						
Hydro	5 738	6 984	14 941	12 336	19 948	18 574
Imported Coal	8 514	10 476	11 587	10 599	10 901	10 315
Imported Oil	2 961	2 260	3 354	2 867	1 940	1 959
Canadian Fossil Fuels: (coal and oil)	555	411	128	593	665	502
Nuclear	—	—	177	30	42	96
Other (c)	740	411	305	1 804	768	669
TOTAL	18 509	20 542	30 491	28 229	34 264	32 115
Revenue/cost	(million \$)					
Exports	419.27	478.55	738.51	793.58	1 143.87	1 105.90
Imports	13.13	1.76	0.70	2.94	5.62	5.41
Net Revenue	406.14	476.79	737.81	790.64	1 138.25	1 100.49

(a) Excludes no-value exchanges.

(b) Estimated from data for major utilities.

(c) Includes purchases for export where the generation source is unknown.

SOURCE: National Energy Board

arrangements for long-term firm exports are more complex than those for interruptible exports, since both the buying and selling utilities face more financial risk and such arrangements often involve significant investment decisions. Shorter term or interruptible transactions are based on operating decisions for existing facilities, where sales result in lowering total operating costs. These savings are shared between buyer and seller.

The most attractive United States export markets are New England, New York, and California. These states use the largest amount of oil for electricity generation. However, inadequate transmission capacity is a serious constraint to increased exports.

Table 8. Planned Interconnections to the United States

Province	State	Completion date	Voltage	Estimated power transfer capability
			(kV)	(MW)
Quebec (b)	New England	1986	450 DC	690
Ontario (a)	New York	1984	2x345	1 000
Manitoba (c)	Nebraska	1988	± 450 DC/500 AC	1 000

(a) Under construction

(b) Proposed

(c) Under serious review

In addition, Quebec expects to have a high-voltage direct current converter station at Châteauguay with a transfer capability of 1000 MW in service in 1984.

SPACE HEATING

Interprovincial

Changes in interprovincial transfers during 1982 were insignificant. New Brunswick would have purchased more power from Quebec but the interconnections between the two provinces are fully loaded. Prince Edward Island continued to draw over 90 per cent of its electricity from New Brunswick.

Quebec and New Brunswick reached an agreement during the year which will increase the interconnection capacity by 500 MW by 1985; the interconnection capacity between the two provinces will be increased by 75 MW in 1983 by a temporary line.

Prince Edward Island explored the possibility of importing energy from Quebec to supplement the power from its 20 MW portion of New Brunswick Power's Dalhousie coal-fired unit. The energy would substitute for energy purchased from the New Brunswick Power system.

There were no additions to the existing interprovincial interconnections given in Table 9. Proposed provincial interconnections are indicated in Table 10. In 1982 Alberta decided to proceed with a 1500 MW hydro development on the Slave River, subject to environmental acceptability. The project is expected to be completed by 1992 at an estimated cost of \$8 billion. As a result of this project, Alberta adjourned negotiations with Manitoba for a western power grid from new generating sites on the Nelson River.

The fluctuations in world energy prices since 1973 have caused confusion and uncertainty about the least costly type of energy for new or existing homes. Huge increases in energy costs in the 1970's were followed by decreases in the past two years. EMR Electrical Branch has studied the economic attractiveness of the residential space heating alternatives for new houses and for converting or upgrading conventional oil furnaces.

The primary purpose of the study was to assess the probable impact of electric space heating on the demand for electricity. A second purpose was to inform homeowners of the lowest cost alternative. This article sets out the methodology used in the study, values used for the principal factors and the study results.

Methodology

The study considered alternatives from the consumers point of view, using costs the consumer would incur. The primary methodology used calculated the current costs of capital, maintenance and operating for each alternative over its useful lifespan.

The cost to the consumer was calculated as if paid in entirety in 1983 (life-cycle approach).

A second methodology used was to calculate the number of years required to recover the cost of replacing or upgrading a conventional oil furnace. Decreased fuel and operating costs over several years compensate for initial expenditure (pay-back approach).

The life-cycle approach provides the lowest cost alternative when considering the entire life of the equipment. However, a low pay-back period is attractive to consumers who may change homes within a few years or who wish to compensate for the high level of energy price uncertainty. It might be reasonable for a consumer to choose an alternative with a low pay-back period even though it is not the least cost alternative on a life-cycle basis.

Table 9. Existing Provincial Interconnections

Connection	Voltage	Capability
		Installed
	(kV)	(MW)
British Columbia-Alberta	1 x 138	110
Saskatchewan-Manitoba	3 x 230	400
Manitoba-Ontario	2 x 230 115	260
Quebec-Ontario	4 x 230 9 x 120	1 300
Quebec-Newfoundland	3 x 735	5 225
New Brunswick-Quebec	± 80(DC)	350
New Brunswick-Nova Scotia	2 x 138 1 x 345	600
New Brunswick-Prince Edward Island	1 x 138	200

e alternatives considered were as
ows:

For new systems — oil
intermediate efficiency, high
efficiency); gas (conventional,
intermediate efficiency, high
efficiency); electricity (furnace, heat
pump, baseboard);

For conversions — upgraded
conventional oil furnace, gas (as
above); electricity (as above, plus
plenum heaters), and wood stoves.

Principal Factors

The principal factors to consider in
s analysis are the cost of the
consumer's money, the original cost of
the equipment, equipment
maintenance costs, fuel prices and the
conversion efficiency of the
equipment, i.e. how efficiently the
equipment converts gas, oil, electricity
wood into heat for the home.

Interest rate — taken to be 12 per
cent, consisting of four per cent
basic rate and eight per cent
inflation. This represents the cost to
consumers for money borrowed to
meet costs or the foregone rate of
return on money invested.

The equipment life — taken to be
15 years. This is an average life
span taking into account the
different types of equipment.

- Original equipment cost — estimates were obtained from contractors and equipment suppliers.
- Conversion efficiency — conventionally accepted figures.
- Maintenance cost — estimates provided by servicing companies.
- Fuel prices — estimates from the National Energy Program Update, electric utilities, and EMR estimates.

Fuel prices have the greatest impact on the results of the analysis. Unfortunately, this is the most unpredictable factor and largely explains the uncertainty about the most economically attractive alternative.

To improve the flexibility of the study, the alternatives were assessed for annual household energy requirements ranging from 2,000 - 6,000 litres of oil. Analyses have been made in each of the past three years to incorporate changes in forecast energy prices. The major findings of the analyses follow.

- 1) It is difficult to provide a clear guide for homeowners on the least-cost alternative for space heating systems.
 - (a) Forecast energy prices have a significant impact on the least-cost alternative, and they are unstable. Therefore the ranking of the alternatives change from year to year, or even within a year.

- (b) The cost difference between the least-cost alternative and the second or third alternative is often very small. Slight changes in factor values could alter the ranking of the alternatives. In order to avoid misleading conclusions, EMR has therefore decided to leave the results of the study unpublished.

2) In each of the three studies performed to date, use of a non-oil system is preferred in most provinces.

A Comparison of Estimated Conversions with Actual Conversions

Table 11 shows the actual conversions from oil furnaces by province. The conversions were made under the federal government's off-oil grant program (Canadian Oil Substitution Program, COSP) between April/82 to March/83.

The results are similar to the life-cycle assessment of the cheapest alternative in each province. A large percentage of houses in Newfoundland, Prince Edward Island and Nova Scotia converted to wood, the preferred life-cycle approach (PLCA) alternative. This choice was undoubtedly influenced by the fact that conversions to electricity are not eligible for grants in Newfoundland or Prince Edward Island, and grants apply only to heat pumps in Nova Scotia. Gas is not available.

In New Brunswick conversions were consistent with the life-cycle approach assessment, i.e. predominantly to wood with electricity a close second choice. Wood was undoubtedly rejected by some for other than economic reasons, and gas is unavailable.

Table 10. Proposed Provincial Interconnections

Province	Connections	Year	Capability	
			Installed	Firm
	(kV)		(MW)	
British Columbia-Alberta ^(a)	500 (AC)	1985	800	600
Quebec-New Brunswick ^(a)	130 (DC)	1985	500	500

Under construction

Since gas is unavailable in many areas of Quebec the life-cycle assessment is not reflected in conversions. Electricity has a favored image, as Quebecers are justly proud of their electricity development accomplishments. The conversions in Ontario are consistent with the estimated results, given uneven access to gas and the inconvenience of wood.

Manitoba presents a different picture. Analysis indicates gas is the cheapest alternative but most conversions have been to electricity.

Figures for Saskatchewan, Alberta and British Columbia show most conversions are to wood. This is logical since most houses with access to gas were already using it and further conversions to gas probably resulted from extensions of distribution lines. Conversions from oil to wood occurred mainly in rural areas where gas is not available. COSP grants were not available for conversions to electricity in Saskatchewan, Alberta and most of British Columbia.

In summary, the conversions in each province have been consistent with the results of our study. However, conversion is constrained by factors including unavailability of gas, absence of federal incentives for specific fuels in some provinces, and non-economic reasons for choices. The Manitoba case is unique because the number of conversions to electricity was greater than expected.

Conclusion

Based on this assessment, electricity is the preferred choice in specific instances. For new systems, it is the preferred choice for energy requirements equivalent to 2,000 and 3,000 litres of oil in Nova Scotia, Quebec and Manitoba and for all requirements in Newfoundland and New Brunswick.

For conversion or up-grading of an existing oil furnace, based on the life-cycle method, electricity is the preferred choice only for energy requirements equivalent to 2,000 litres of oil in Quebec. Electricity is the preferred choice for all energy requirements in Quebec and Manitoba based on payback method.

The study indicates that in Newfoundland, New Brunswick, Quebec and Manitoba electricity for heating is likely to have a significant impact on the overall demand for electricity. No assessment has been made on the extent of that impact.

Although the detailed results will not be published, customers should be encouraged to consider converting from oil to other energy sources. In consultation with energy suppliers and contractors, the costs of energy, maintenance and capital can be taken into account as they apply to their individual situations. This is preferable to unquestioned acceptance of the results of a generalized study which may reflect average conditions but not necessarily those of the individual user.

Table 11. Conversions from Oil Furnace Systems April 1982 - March 1983
Canadian Oil Substitution Program

	Number of Units Converted to:					% Conversions to:				
	Gas	Electricity	Wood	Propane	Total	Gas	Electricity	Wood	Propane	Total
Newfoundland	N/A	351*	8 463	7	8 821	N/A	4*	96	—	100
Prince Edward Island	N/A	—**	3 312	86	3 398	N/A	—**	97	3	100
Nova Scotia	N/A	20**	12 236	455	12 711	N/A	—**	96	4	100
New Brunswick	N/A	5 690	6 572	260	12 522	N/A	45	52	2	100
Quebec	24 044	35 419	22 426	946	82 835	29	43	27	1	100
Ontario	50 376	19 242	20 047	2 562	92 227	55	21	22	3	100
Manitoba	2 454	4 184	1 201	128	7 967	31	52	15	2	100
Saskatchewan	1 746	—**	2 381	643	4 770	37	—**	50	13	100
Alberta	1 271	—**	344	81	1 696	75	—**	20	5	100
British Columbia	13 077	1 106***	10 320	684	25 187	52	4***	41	3	100
Yukon, N.W.T.	N/A	N/A	880	31	911	N/A	N/A	97	3	100
Canada	92 968	66 012	88 182	5 883	253 045	37	26	35	2	100

N/A not available

* Only small section of Province eligible.

** Electricity not eligible, except for heat pumps since mid-1982.

*** Electricity restricted to regions not served by gas.

Electricity production from fossil fuels increased by six per cent in 1982 over 1981. This represents an increase of approximately one per cent, bringing its share of total electricity production to 22 per cent. Coal-fired production in 1982 increased by 9 per cent, oil-fired production increased by 2 per cent and gas-fired production increased by 3 per cent.

The major increases in coal-fired production were in Alberta and Ontario, followed by Saskatchewan, New Brunswick and Nova Scotia. Coal-fired production displaced oil-fired production in Nova Scotia. This oil displacement was offset by increases in oil-fired production in Newfoundland and British Columbia as a result of decreased hydro production created by a decrease in water availability relative to 1981.

Nuclear production declined by 4 per cent to 36 415 GWh in 1982 as a result of extended maintenance on a unit at Ontario Hydro's Bruce station.

Table 12 provides information on utility use of fossil fuels in 1981, the most recent year for which Statistics Canada data are available. It shows Ontario was the largest user of fuels for electricity production in 1981. It accounted for approximately 63 per cent of the total. Alberta was the second largest user, accounting for 20 per cent. Ontario accounted for 42 per cent of fossil fuels used, and Alberta 22 per cent. New Brunswick remains the largest user of oil. However oil use declined by almost 31 per cent relative to 1980 while the amount of coal used increased by eight per cent.

Provinces west of Quebec use Canadian oil, primarily light oil used in gas turbines or diesel plants. In the territories, Canadian diesel oil is used. All the oil used by the Atlantic region and Quebec is imported from outside Canada. In the Atlantic region primarily residual oil is used for electricity production.

In 1981 Ontario imported almost 80 per cent of its coal from the United States, the remainder came from Western Canada. The coal used by Manitoba was imported from Saskatchewan. Alberta, Nova Scotia and New Brunswick used their own coal. Saskatchewan relies primarily on its own coal, but imports additional amounts from Alberta.

The energy sources of electricity generation are changing significantly. Oil and gas use is decreasing while coal and uranium use is increasing. Hydro as a source remains steady. These changes reflect oil and gas price increases in the past ten years.

Nova Scotia and New Brunswick have used oil extensively but new coal-fired and nuclear plants will increasingly displace oil. In 1985, the last of four remaining coal-fired units at Nova Scotia Power's Lingan plant will be put in service. New Brunswick will double hydro electricity imports from Quebec. Hydro electricity is expected to displace most of the oil-fired generation in Newfoundland, and Ontario has already displaced all of its major oil-fired generation. Alberta is the main user of natural gas for electricity generation but this is being displaced by coal-fired generation.

Table 12. (a) Quantity of Fuel used by Utilities 1981

Province	Coal (10 ³ tonnes)	Oil (10 ³ m ³)	Gas (10 ⁶ m ³)	Energy Content (10 ³ TJ)	Percentage of total (1) (%)
Newfoundland	—	152	—	6	0.8
Prince Edward Island	—	18	—	1	0.1
Nova Scotia	1 126	578	—	54	6.8
New Brunswick	515	911	—	52	6.6
Quebec	—	56	—	2	0.3
Ontario	11 486	100	9	330	41.8
Manitoba	321	16	*	6	0.8
Saskatchewan	5 036	23	148	78	9.9
Alberta	11 444	4	1 150	255	32.3
British Columbia	—	30	28	2	0.3
Yukon	—	28	—	1	0.1
NWT	—	64	—	2	0.3
CANADA	29 928	1 980	1 335	789	100.0

(1) Total may not correspond to the sum of the elements due to rounding.

* Too small to be expressed.

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202

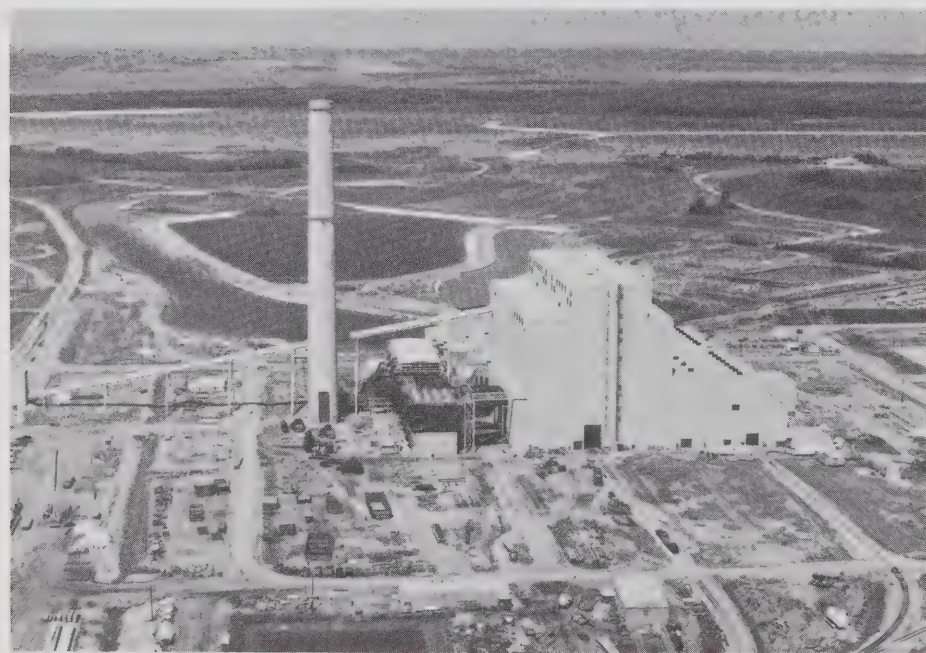
Table 12.(b) Energy Content of Fuel used by Utilities 1981 (10³ TJ)

Province	Coal	Oil	Gas	Uranium	Total	% of total (1)
Newfoundland	—	6	—	—	6	0.5
Prince Edward Island	—	1	—	—	1	0.1
Nova Scotia	30	24	—	—	54	4.3
New Brunswick	14	38	—	—	52	4.1
Quebec	—	2	—	—	2	0.2
Ontario	326	4	*	465	795	63.4
Manitoba	5	1	*	—	6	0.5
Saskatchewan	71	1	6	—	78	6.2
Alberta	211	*	44	—	255	20.3
British Columbia	—	1	1	—	2	0.2
Yukon	—	1	—	—	1	0.1
NWT	—	2	—	—	2	0.2
CANADA	657	81	51	465	1254	100.0

(1) Total may not correspond to the sum of the elements due to rounding.

* Too small to be expressed.

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202



TransAlta Utilities new Keepphills coal-fired generating plant at Lake Wabuman. The first unit of the Keepphills station is expected to be in-service in early 1983.

FORECAST ELECTRICITY DEMAND, PRODUCTION AND CAPACITY

This section forecasts electricity demand, sources of production, and installed generating capacity for Canada. Additional quantitative information can be found in Tables A6 and A7.

Forecast Demand

Figure 5 shows the close historical relationship between per capita economic performance, as measured by Gross National Product (GNP), and per capita electricity demand. Since per capita economic growth and population growth over the next twenty years is forecast to be significantly lower than that of the previous twenty year period, electricity growth will also be lower.

Table 13 shows growth in the period 1960-1982 of real GNP (i.e. GNP net of inflation), population, primary energy demand (i.e. the total energy available from the energy sources in their original state) and electric energy demand, as well as the forecasts for each of these items for the period 1982-2000.

The table predicts an enlarging role for electric energy in Canada. The percentage of primary energy supplied in the form of electricity is expected to increase from 39 per cent in 1982 to about 43 per cent in 1990 and 48 per cent in 2000.

Recent government initiatives are expected to increase electricity demand. The National Energy Program, introduced by the federal government in October 1980, included financial incentives to convert from oil to non-oil sources of energy, including electricity. To the end of 1982, about 10 per cent of the conversions under this program were to electricity.

Table 13. Historical and Forecast Annual Growth Rates-Real GNP, Population, Primary and Electric Energy

	1960-1982	1972-1982	1982-2000
	(%)	(%)	(%)
Real GNP	4.1	2.5	3.1
Population	1.5	1.0	0.8
Primary Energy	4.0	2.2	2.1
Electric Energy	5.4	4.0	3.3

SOURCE: Energy, Mines and Resources.

This program was strengthened by provincial government initiatives. In 1981, the Ontario Government's Board of Industrial Leadership and Development (BILD) program endorsed electricity as a substitute for other energy forms. In 1982 Quebec offered financial incentives to homeowners to use an electricity-oil hybrid system to supply most of the energy for residential space heating.

At the same time, Quebec offered incentives to industrial customers to use electricity for steam production.

Forecasting electricity demand became a difficult task in the last half of the 1970's. This was a result of the economic dislocations caused by rapidly rising energy prices. The effects were felt on a global scale and adjustments were made in the amounts, types and uses of energy. The international price decreases in fossil-fuels in the past year have added to the uncertainty. Adjustments in energy patterns continue to make economic forecasting difficult. The economic uncertainty leads to uncertainty in future electricity demand.

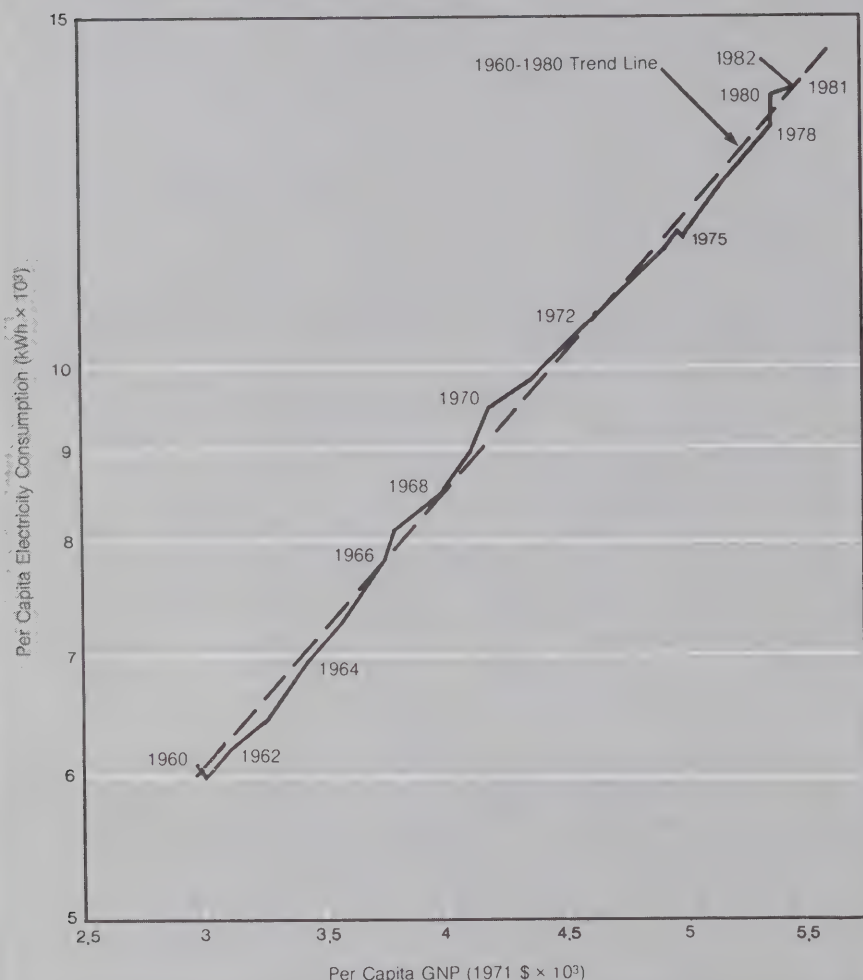
Despite the difficulties of forecasting, the long (5-10 years) lead times required to bring new generation facilities into service require forecasts of future demand. Utility forecasts as of January 1983 are provided below in average annual percentages for the probable rate of electricity demand growth.

The extent of the changed perception of future demand is illustrated by the forecasts provided by the utilities last year, shown in brackets.

	1982-1990		1990-2000		1982-2000	
	(%)					
Canada	3.5	(4.9)	2.9	(3.6)	3.2	(4.2)
Newfoundland	5.0	(7.3)	4.1	(4.9)	4.5	(6.0)
Prince Edward Island	1.9	(2.0)	2.0	(2.5)	1.9	(2.3)
Nova Scotia	3.3	(3.3)	3.9	(3.0)	3.6	(3.1)
New Brunswick	3.0	(3.3)	2.2	(2.3)	2.5	(2.8)
Quebec	3.6	(5.1)	2.9	(4.1)	3.2	(4.6)
Ontario	2.3	(3.8)	1.9	(2.7)	2.1	(3.2)
Manitoba	4.1	(4.0)	2.6	(2.7)	3.3	(3.3)
Saskatchewan	3.9	(5.5)	2.6	(2.1)	3.2	(3.7)
Alberta	7.1	(7.3)	5.1	(4.9)	6.0	(6.0)
British Columbia	3.4	(6.2)	3.1	(3.9)	3.3	(4.9)
Yukon, N.W.T.	3.3	(6.5)	3.3	(4.8)	3.3	(5.6)

Figure 5

Historical Relationship Between Per Capita Electricity Demand and Per Capita Real Gross National Product



All provinces but one reduced their forecast demand growth over the period 1982-2000. The changed perception of future load growth was significant, especially in British Columbia, Ontario and Quebec, and there may be further reductions in utility load growth forecasts. This is not an indication that better forecasting techniques are required. It indicates the difficulty of making forecasts of electricity demand with a high degree of confidence in present circumstances.

Rather than single value forecasts, it is appropriate to consider a range of demand forecasts with an assignment of statistical probability to each.

It follows that plans must be flexible enough to meet electricity demand as it develops. It appears that utilities are now taking an approach to planning which includes more flexible supply options. These alternatives might not be considered the most cost effective if there were a high degree of confidence in the demand forecast. They are, however financially attractive in the short term.

Figure 6 includes, for reference, the National Energy Board 1983 base case forecast of electricity demand in Canada. The December 1982 EMR forecast is lower than the NEB forecast.

Included on the graph for comparison is the electricity demand forecast developed by the EMR Electrical Branch, based on forecasts provided by the major utilities. These forecasts are very similar over the long term.

Table 14. (a) Forecasts of Generating Capacity by Type, Canada

Year	(GW)							Percentage of Total Capacity (%)					
	Conventional Thermal							Total					
	Oil	Gas	Coal	Total	Nuclear	Hydro	Total	Oil	Gas	Coal	Conventional Thermal	Nuclear	Hydro
1983	7.8	4.2	16.8	28.8	7.0	51.9	87.7	9	5	19	33	8	59
1984	7.8	4.2	17.9	29.9	8.3	54.9	93.1	8	5	19	32	9	59
1985	7.8	4.2	18.2	30.2	10.1	56.7	97.0	8	4	19	31	11	58
1990	6.9	3.7	20.8	31.4	13.4	59.7	104.5	6	4	20	30	13	57
1995	6.8	3.8	21.7	32.3	15.2	67.9	115.4	6	3	19	28	13	59
2000	6.7	3.5	24.6	34.8	15.2	77.5	127.5	5	3	19	27	12	61

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources, based on forecasts provided by Utilities and the National Energy Board.

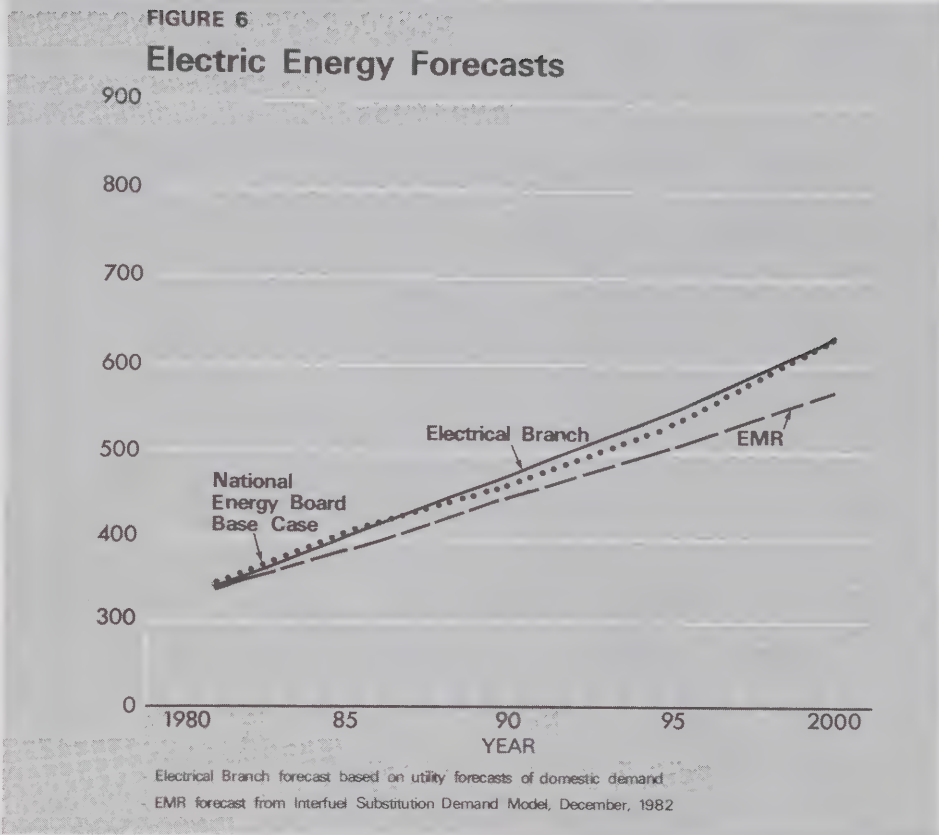
Forecast Production and Capacity

The forecasts for future sources of generation capacity and production are shown in Table 14. This indicates that oil-fired and gas-fired electricity production will continue to decline relative to the total over the period, but will increase slightly in absolute terms. As a percentage of the total generation, oil and gas will be used as the source of about 1.4 per cent in 2000 compared to 5.1 per cent in 1982.

Coal, uranium and hydro will be the major sources of electricity generation and are expected to displace much of the present oil-fired generation in the Atlantic Region during the next twenty years. Most of the remaining oil generation will take place in Ontario and Quebec, for peaking purposes, and in some remote communities.

Table A6 shows that between 1982 and 2000 an additional 26,000 MW of capacity are anticipated. About half of this total will be in hydro additions. Increased nuclear capacity is expected to account for over one third of the total additions and coal for the remainder. This will almost triple the 1981 installed nuclear capacity.

Gas-fired capacity is expected to decrease over this period, while oil-fired capacity will remain at about its present level. Much of the gas-fired capacity is in Alberta, where a significant amount will be displaced by coal additons which produce electricity at a lower cost.



It is likely that the data on the forecast mix of future generation will be reliable. However, the actual capacity additions for a given future year may require upward or downward adjustment to match future electricity demand.

Table 14. (b) Forecasts of Production by Source Canada¹

Year	(TWh)				Percentage of Production ²								
	Conventional Thermal				Nuclear	Hydro	Total	Total Conventional Thermal					
	Oil	Gas	Coal	Total				Oil	Gas	Coal	Thermal	Nuclear	Hydro
1983	6	7	59	72	42	248	362	2	2	16	20	12	68
1984	6	7	60	73	52	254	379	2	2	16	19	14	67
1985	6	8	57	71	63	267	401	2	2	14	18	16	66
1990	4	9	63	76	90	308	474	1	2	13	16	19	65
1995	5	8	71	84	104	359	547	1	1	13	15	19	66
2000	7	9	103	119	108	404	631	1	1	16	19	17	64

¹ To satisfy electricity demand in Canada. Does not include exports to the United States.

² Totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources, based on forecasts provided by Utilities and the National Energy Board.

THE ELECTRICITY SUPPLY INDUSTRY IN CANADA

Electric energy is supplied by three sources in Canada. Investor-owned and public utilities are the primary sources, with a small number of privately-owned generation facilities.

The industrial establishments generate energy mainly for their own use but a few sell energy to municipal distribution systems or utilities. Public and investor-owned utilities supply about 90 per cent of Canada's electricity, with some provincial variations as shown in Table A4. The percentage of energy produced by industrial establishments has decreased as shown in Table 15.

Industrial establishments supply on average 80 per cent of their own total requirements. About 54 per cent of these plants are in the forest products industry, 15 per cent in mining and 11 per cent in metal processing. Approximately 80 per cent of the industrial establishments with generation facilities are located in Quebec, Ontario and British Columbia. This reflects the concentration of forest product, mining and aluminum smelting companies in these provinces. Nearly 90 per cent of the electricity generated by industrial establishments is from hydro-sources.

Greater public ownership of electric utilities has been the trend in Canada, as provincial governments have taken over most investor-owned electric utilities. Consolidation of the supply industry contributes to efficiency and the provincial guarantee of debt lowers the costs of financing. This results in lower electricity supply costs. The provinces also acquire control over electricity supply and pricing policy, considered to be important instruments in socio-economic planning. The major electric utilities in each province and territory are publicly-owned except in Prince Edward Island and Alberta. An investor-owned utility supplies most of the electricity in Newfoundland.

Table 15. Production by Utilities and Industrial Establishments, 1970-1982

Year	Industrial Establishments	
	Utilities	(%)
1970	84	16
1975	87	13
1977	88	12
1979	90	10
1981	90	10
1982	90	10

SOURCE: Statistics Canada, Publications 57-202, 57-001.

In Alberta the Electric Utility Planning Council (EUPC) is responsible for coordinating generation and transmission facilities for all utilities in the province. The EUPC is a central planning body consisting of representatives from the utilities.

In Alberta, two investor-owned utilities supply approximately 80 per cent of the provincial supply; municipally-owned utilities supply most of the remainder. The Alberta Electricity Marketing Board will introduce price uniformity for consumers served by the different utilities. The Board, which began operating in September 1982, will reduce price differences by averaging generation and transmission costs. Price differentials due to distribution cost differences will remain.

One investor-owned utility distributes 86 per cent of the electricity used in Newfoundland, including about 90 per cent of electricity used for residential purposes. It purchases about 85 per cent of this electricity from the publicly-owned Newfoundland Hydro.

In the Yukon and Northwest Territories, the federally-owned Northern Canada Power Commission generates and distributes most of the electricity supplied. Two investor-owned utilities supply most of the remainder.

In all provinces but one, most of the electricity is distributed to consumers by the major utilities. The exception is Ontario, where a large proportion is purchased from Ontario Hydro and distributed by some 320 municipal utilities. Statistics Canada publishes the names of the electric utilities in each province in publication 57-204, Electric Power Statistics Vol. I.

The electricity supply industry is an important employer in Canada. As indicated in Table 16, 70,802 people were employed by the industry in 1981. 92 per cent were employed by public utilities, the remaining eight per cent by investor-owned utilities. The utilities had assets totalling \$63 billion in 1981, and revenues of \$10 billion.

Hydro-Québec, Ontario Hydro and British Columbia Hydro are the three largest electric utilities in Canada, and rank first, second and fifth respectively in terms of assets among all Canadian companies. Hydro Québec and Ontario Hydro ranked second and fifth respectively among North American utilities in net income in 1981. Together these two utilities account for approximately 65 per cent of assets and revenues for Canadian electric utilities.

Comparative data of Canadian utilities and those of the major industrialized countries of the world appear in Table 17.

Table 16. Electric Utility Assets, Debt, Revenue and Employees, 1981

Utilities by Province	\$ millions			Employees
	Assets	Debt	Revenues	
British Columbia	8 030	6 626	1 177	4 608
Alberta	3 819	1 410	959	5 120
Saskatchewan	1 344	1 025	315	2 166
Manitoba	2 822	2 539	448	3 671
Ontario	19 935	14 459	2 737*	26 273
Quebec	20 830	15 234	2 895	22 067
New Brunswick	2 686	2 286	545	2 120
Nova Scotia	1 078	978	377	2 155
Prince Edward Island	75	32	50	232
Newfoundland	2 194	1 433	352	2 055
Yukon and Northwest Territories	220	189	93	335
CANADA TOTAL (all utilities)	63 031	46 211	9 948	70 802

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202, Ontario Hydro 1981 Annual Report

Note: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

*Adjustment made to revenues in Ontario, to avoid duplication arising from inter-utility sales.

Table 17. Comparative Data of Utilities in the World's Major Industrial Countries in 1980

	United States	USSR	Japan	Germany	Canada	United Kingdom	France	Italy
Generating capacity (GW)	631	262	144	87	80	76	67	47
Energy production (TWh)	2 356	2 295	578	369	367	285	247	186
Production per capita (kWh)	10 350	4 382	4 945	5 990	15 316	5 093	4 591	3 256
Average Annual Electric Energy Growth Rate (%)								
1971-75	3.9	6.8	5.4	3.8	6.0	1.4	4.7	4.1
1975-80	3.3	4.5	4.0	4.1	6.1	0.9	6.6	4.8

CAPITAL INVESTMENT

Utility investment in new facilities increased by 18 per cent in 1982, to an estimated \$8.6 billion. Approximately 60 per cent was for generation, 20 per cent for transmission, ten per cent for distribution and the remainder for other items.

Table 18 shows the capital intensive nature of electricity supply and its importance in the Canadian economy. The figures show electric utility investment compared to energy supply capital investment, total capital investment and Canada's Gross National Product (GNP). Two five year periods are shown (1966-1975) in addition to figures for 1980-81 and for 1982.

Table 19 shows the original costs of utility fixed assets in service broken down by generation, transmission and distribution.

In Canada as a whole, the costs remain evenly divided between generation and the sub-total of transmission, distribution and "other", including office and storage buildings.

This investment pattern varies from one region to another, depending on the type of generation mix employed. The capital investment per unit of capacity added is significantly higher for hydro and nuclear capacity than for conventional thermal capacity. Hydro and nuclear generation are characterized by high capital cost and

low operating cost, relative to a conventional thermal plant. In addition hydro facilities often require higher capital expenditures for transmission facilities because of the remote location of the generation plants.

Table 20 provides information on capital expenditures for electric system expansion by province for 1982, and estimates for 1983 to 1992. The average annual increase in capital expenditures during the forecast period is 5.8 per cent. The rate of inflation is expected to be approximately six per cent during the period so no real growth in capital expenditures is expected.

The forecasts of capital expenditure show a major change from last year. The 1983-1992 total of \$97.9 billion is approximately 40 per cent lower, reflecting the lower load growth forecasts in Quebec, Ontario, and British Columbia. (See the section on Forecast Electricity Demand, Capacity and Production). The historical data in Table 21 indicates capital expenditures have increased at an average annual rate of 13.9 per cent since 1965. The average annual rate of inflation over this period was 7.2 per cent, resulting in real growth of approximately 6.7 per cent.

Table 18. Electric Utility Capital Investment

	1966-70	1971-75	1980	1981	1982
Investment in electric power (\$billions)	6.8	12.9	6.4	7.3	8.6
As percentage of investment in:					
Total Energy	55	56	44	40	38
Total Economy	8	9	10	9	10
As percentage of GNP	1.9	2.0	2.2	2.2	2.4

SOURCE: Statistics Canada Publications 61-205 and 11-003E.

Table 19. Original Cost of Utility Fixed Assets in Service

	1971		1975		1977		1979		1981
	(\$millions)	(%)	(\$millions)	(%)	(\$millions)	%	(\$millions)	(%)	(\$millions)
Generation	7482	48	10549	48	14628	51	19177	52	24943
Transmission	3392	22	4802	22	5804	20	7421	20	9632
Distribution	3470	23	5007	23	6302	22	7950	21	9554
Other	1107	7	1712	7	1968	7	2601	7	3145
Total	15451	100	22070	100	28702	100	37149	100	47274

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202

Table 20. Forecast of Electric Utility Capital Expenditures

Province	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	Total 1983-92
(millions of current dollars)												
Newfoundland	176	200	172	134	168	183	204	231	262	268	268	2 090
Prince Edward Island	13	4	4	4	5	6	3	7	7	8	8	56
Nova Scotia	92	177	192	101	86	70	46	46	49	52	54	873
New Brunswick	142	64	52	51	50	56	54	50	50	40	40	507
Quebec	2 542	2 662	2 400	2 191	2 006	2 094	2 657	3 619	4 444	5 363	6 154	33 590
Ontario	2 889	3 292	3 037	2 453	2 205	2 211	2 415	2 319	2 625	2 749	2 520	25 826
Manitoba	97	155	143	114	113	163	410	610	613	598	598	3 517
Saskatchewan	256	325	354	337	167	294	361	539	398	408	708	3 891
Alberta	820	1 007	1 139	1 084	938	1 069	1 264	1 387	1 629	1 876	1 984	13 377
British Columbia	990	972	625	618	764	861	1 216	1 746	2 392	2 395	2 395	13 984
Yukon and Northwest Territories	8	20	17	19	29	12	18	14	14	15	15	173
CANADA	8 025	8 878	8 135	7 106	6 531	7 019	8 648	10 568	12 483	13 772	14 744	97 884

SOURCE: Department of Energy, Mines and Resources based on Utility Estimates.

Fiscal and calendar years combined.

Table 21. Historical Electric Utility Investment

Year	Construction				Machinery and Equipment	Total
	Generation	Transmission and Distribution*	Other	Sub-Total		
	(millions of current dollars)					
1965	438	277	12	727	212	939
1966	493	281	13	787	356	1 413
1967	577	262	36	875	390	1 265
1968	533	301	54	889	443	1 332
1969	511	281	63	856	546	1 403
1970	581	449	28	1 057	554	1 610
1971	572	472	36	1 079	668	1 747
1972	636	449	50	1 135	619	1 754
1973	808	539	69	1 417	827	2 244
1974	1 049	598	53	1 700	1 054	2 753
1975	1 691	874	96	2 661	1 296	3 957
1976	1 803	821	30	2 654	1 574	4 229
1977	2 205	911	43	3 158	1 726	4 884
1978	2 339	1 199	233	3 761	2 175	5 936
1979	2 516	1 424	181	4 121	2 243	6 364
1980	2 470	1 433	95	3 998	2 111	6 109
1981	2 986	1 514	199	4 698	2 734	7 432
1982 (a)				5 540	3 054	8 594

*Transmission and Distribution includes street lighting. Generation includes transformer stations, dams and reservoirs.

(a) Intentions, breakdown not available.

Note: The totals may not correspond with the sum of the elements due to rounding.

SOURCE: Statistics Canada Publications 57-202, 61-205, and 61-206.

Canada Year Book 1968-79.

FINANCING

From 1960 to 1976, debt for utility expansion increased. Table 22 shows a decline in the debt proportion since 1976 as most utilities tried to reduce financial risk and their exposure to high interest rates. In 1976, debt accounted for 88 per cent of capitalization in provinces with predominantly publicly-owned utilities. It was 51 per cent in those provinces with predominantly investor-owned utilities. By 1982, debt for publicly-owned utilities decreased to 87 per cent and 48 per cent for investor-owned utilities.

The higher degree of business risk for investor-owned utilities in Prince Edward Island and Alberta requires their debt to be a lower percentage of the total capitalization. The debt of the publicly-owned utilities is guaranteed by the provinces in which the utilities are located.

Studies indicate that the debt of a publicly-owned utility should not be substantially above 80 per cent of the capital structure. Some utilities which have a debt portion higher than 80 per cent may take this opportunity of relatively low capital requirements to strengthen their financial positions. The provincially-owned utilities in Newfoundland and British Columbia have policies in place to do this.

The federal government provides loans for the Northern Canada Power Commission, a federal Crown corporation. It supplies most of the electricity in the Yukon and Northwest Territories.

In 1980 utilities used internally generated funds (net income plus cash charges to income) for about 30 per cent of capital expenditures. This is approximately the same as for the period between 1965-75. Internally generated funds should meet about 30-35 per cent of capital requirements in the next five years.

Table 22. Electric Utility Financial Structure

Province	1971		1976		1977		1978		1979		1980		1981	
	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)	(a)	(b)
	(%)													
Newfoundland	85	15	79	21	76	24	76	24	76	24	74	26	71	29
Prince Edward Island	47	53	53	47	53	47	52	48	53	47	54	46	55	45
Nova Scotia	84	16	103	-3	102	-2	99	1	98	2	95	5	97	3
New Brunswick	88	12	92	8	92	8	93	7	93	7	91	9	91	9
Quebec	73	27	76	24	76	24	76	24	75	25	75	25	75	25
Ontario	67	33	77	23	77	23	78	22	78	22	78	22	78	22
Manitoba	93	7	97	3	97	3	96	4	94	6	94	6	95	5
Saskatchewan	79	21	73	27	77	23	78	22	78	22	80	20	85	15
Alberta	56	44	49	51	47	53	44	56	45	55	42	58	42	58
British Columbia	93	7	94	6	95	5	94	6	86	14	85	15	85	15
Yukon and Northwest Territories	75	25	102	-2	99	1	98	2	98	2	98	2	99	1
CANADA	76	24	80	20	80	20	80	20	78	22	77	23	77	23

(a) Debt: Long-term & loans and notes payable.

(b) Equity: Total of reserves and total capital and surplus.

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202.

Table 23. Average Revenue from Electricity Sales by Province

Province	1971	1972	1974	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981
	(current cents /kWh)									
Newfoundland	1.1	1.1	1.3	1.4	1.4	1.7	2.0	2.2	2.3	2.8
Prince Edward Island	3.0	3.0	3.7	4.1	5.1	5.9	6.4	7.2	8.1	10.0
Nova Scotia	1.8	1.8	2.0	2.5	2.8	3.9	4.4	4.6	4.5	4.9
New Brunswick	1.5	1.5	1.6	1.9	2.0	2.4	3.2	3.7	4.1	4.8
Quebec	1.0	1.0	1.1	1.3	1.4	1.5	1.7	2.0	2.2	2.6
Ontario	1.1	1.2	1.4	1.6	1.8	2.3	2.4	2.6	2.9	3.2
Manitoba	1.0	1.0	1.2	1.4	1.7	1.9	2.3	2.7	2.8	2.8
Saskatchewan	1.7	1.6	1.6	1.8	2.1	2.4	2.7	2.7	2.9	3.6
Alberta	1.5	1.5	1.7	2.0	2.4	2.7	3.1	3.2	3.4	4.1
British Columbia	1.3	1.3	1.4	1.6	1.8	2.1	2.2	2.4	2.6	3.0
Yukon	2.4	2.4	2.6	2.7	3.5	4.1	4.4	4.9	5.3	6.7
Northwest Territories	2.5	3.2	3.6	4.0	5.2	6.9	7.7	9.0	10.0	11.5
CANADA	1.2	1.2	1.3	1.5	1.7	2.0	2.3	2.5	2.8	3.1

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-202.

Table 24. Monthly Electricity Costs for Selected Canadian Cities, January 1982

Sector	Residential	Commercial	Industrial
Peak demand (kW)	—	100	1 000
Consumption (kWh)	1 000	25 000	400 000
	(\$)		
Vancouver	40.66	1 063.88	12 172.94
Calgary	37.53	1 193.19	12 040.59
Edmonton	37.65	1 079.26	14 058.26
Regina	36.00	935.60	11 288.40
Winnipeg	30.86	815.31	9 257.30
Toronto	39.83	1 252.80	14 985.00
Ottawa	32.60	849.58	11 994.58
Montreal	34.57	1 175.00	13 724.60
Oshawa	52.79	1 719.40	16 970.00
Halifax	49.15	1 587.75	16 411.06
Charlottetown	100.11	2 990.00	37 324.70
St. John's	51.37	1 343.22	15 374.63
Whitehorse	70.51	2 190.50	n/a
Yellowknife	103.06	2 988.00	n/a

n/a: not applicable

SOURCE: Statistics Canada, Publication 57-203

COSTING AND PRICING

Costing

The unit cost of supplying additional electricity increased rapidly during the 1970's. However in recent years cost increases have approximated the rate of inflation, resulting in little increase in the real cost of electricity. In most of Canada few real cost increases are forecast for the 1980's.

In the 1970's there were two basic reasons for rapid increases in the cost of electricity: the increase in the rate of inflation and the increase in the cost of fossil fuels. High levels of inflation affect the electric utility industry in two ways: it increases the capital cost of constructing additional facilities and it increases the cost of funds, an important consideration for a capital intensive industry.

The average interest on new long-term utility debt is shown in Figure 7 for the period 1966 to 1982. The index of electric utility construction costs is shown in Figure 8. This figure shows the significant increase in utility construction costs between 1973 and the present, a trend shared by most capital projects. Construction costs

parallel the Consumer Price Index (CPI) prior to 1973 and from 1976 to the present. However, they increased rapidly during the period 1973 to 1977 relative to the rate of inflation, as measured by the CPI.

Figure 9 indicates the increases in fossil fuel costs experienced since 1973. For Canada in total, the fuel cost per kWh generated from fossil fuels increased five-fold between 1973 and 1980, but oil costs moderated in 1981 and 1982. The impact of the cost increase varies between regions of the country depending on the type of fuel used, its source and the percentage of total energy supply derived from fossil fuel plants. Earlier sections of this publication provide regional breakdowns for fuel use and generation mix.

Pricing

Figures showing average revenue from electricity sales for each province are provided in Table 23. The unit revenue for Canada was stable up to 1972, when the cost escalated for reasons outlined in the section on Costing.

These costs increased more rapidly in some regions than others, depending on differences in generation mix, fuel used, and rates of system expansion to meet increased demand for electricity. Table 24 gives monthly electricity costs for selected Canadian cities. Table 25 details the average annual rate increases for customers in each province since 1975.

Table 25. Average Annual Rate Increases, 1974-1982

Utility	(%)							
	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	1982
B.C. Hydro	6.2	14.2	12.1	13.4	5.5	7.6	2.6	20.0
Alberta Power	21.3	11.4	20.2	—	—	12.3	28.9	-11.6
Trans Alta. Utilities	17.6	25.8	14.7	15.6	7.5	—	13.0	4.0
Edmonton Power	13.6	10.1	6.0	8.1	—	26.0	12.0	13.2
Saskatchewan Power	27.0	13.0	17.0	3.3	8.3	7.9	16.1	—
Manitoba Hydro	17.4	16.6	15.0	14.9	14.4	— ⁽¹⁾	—	—
Ontario Hydro	11.4	14.9	25.6	5.7	7.7	7.3	10.0	10.0
Hydro-Québec	9.8	10.3	9.9	18.7	13.7	13.3	10.6	16.3
N.B. Power	10.0	12.0	16.6	9.9	7.9	7.8	9.8	—
N.S. Power	4.6	—	43.0	14.0	12.5	— ⁽²⁾	—	—
Maritime Electric	20.0	(8.0)	17.0	13.0	—	13.1	21.4	—
Nfld. Light & Power	33.5	13.4	9.8	21.2	12.4	11.8	14.6	—
Nfld. Hydro	—	14.0	8.4	25.0	—	19.0	15.8	—

NOTES

(1) The provincial government froze the rates in 1979.

(2) The provincial government froze the rates in 1980.

(3) Information available only from 1976.

* Based on residential category.

** Does not reflect monthly changes to the cost of commodity and fuel adjustment charges.

Figure 10 illustrates the movements of the electricity and oil/gas components of the Consumer Price Index, and the movement of the Consumer Price Index total. It indicates that the electricity price component increased more slowly than, or equal to, the rate of increase of the CPI for most of the period since 1955. The exception is the period from 1974 to 1977, when the electricity price component increased faster than the CPI rate. The electricity price component has increased more slowly than the oil and gas price indices.

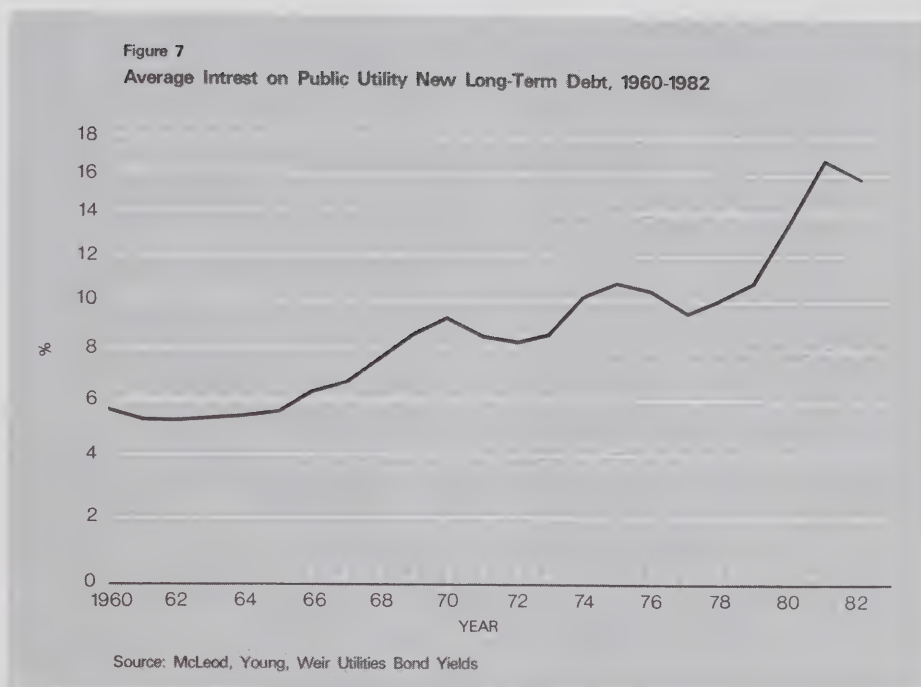
In 1982, the Ontario Energy Board approved time-differentiated rates developed by Ontario Hydro, based on accounting costs. The rates were to be implemented in 1983 for bulk power customers served by Ontario Hydro (municipal utilities and large industrial customers). However the Ontario government decided that the poor economic situation precluded rate structure changes at this time.

In other provinces there has been little public discussion of time-differentiated or other rate structure changes. Several utilities indicate they are moving away from the declining block rate structure and toward a rate structure of a fixed service charge, plus a single rate for energy. Utilities are also reducing the number of rates.

Hydro-Québec is the only Canadian utility to move from a declining block rate to an inverted block rate structure, which increases the cost per kilowatt hour as more is consumed.

Saskatchewan established a Public Utilities Review Commission in November, 1982. Future rate changes must be approved by the Commission. In 1983, Saskatchewan Power will apply to the Commission for approval of substantial increases to its rates and for structural changes to existing tariffs.

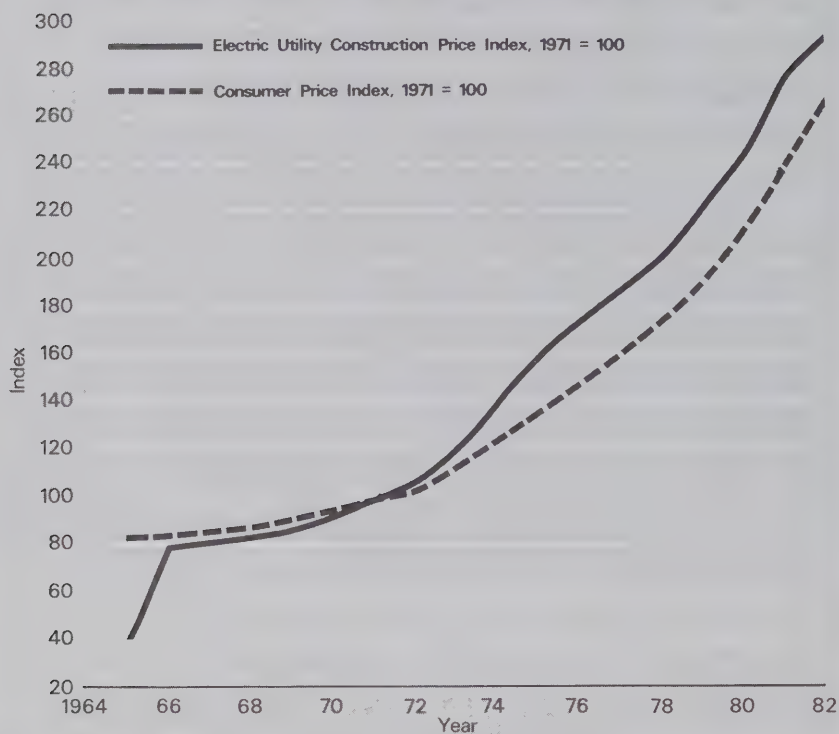
A public enquiry on electricity costing and pricing in Prince Edward Island was held in 1982. More complete information on this enquiry is provided in the Development Section.



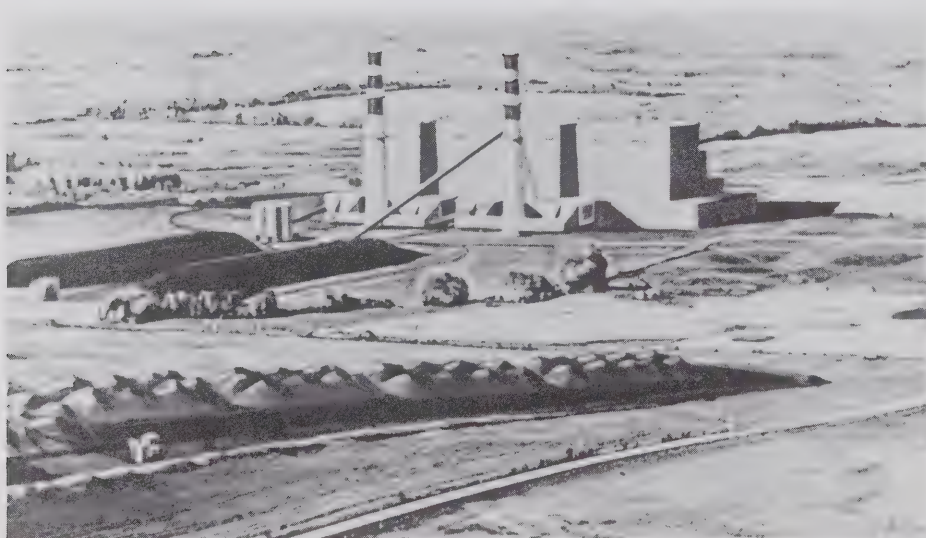
Manitoba Hydro's Long Spruce generating station, the second hydro plant built on the lower Nelson River. It has a generating capacity of 980MW, the second largest power plant in the province.

Figure 8

Price Index Trends in Electric Utility Construction, 1965-1982



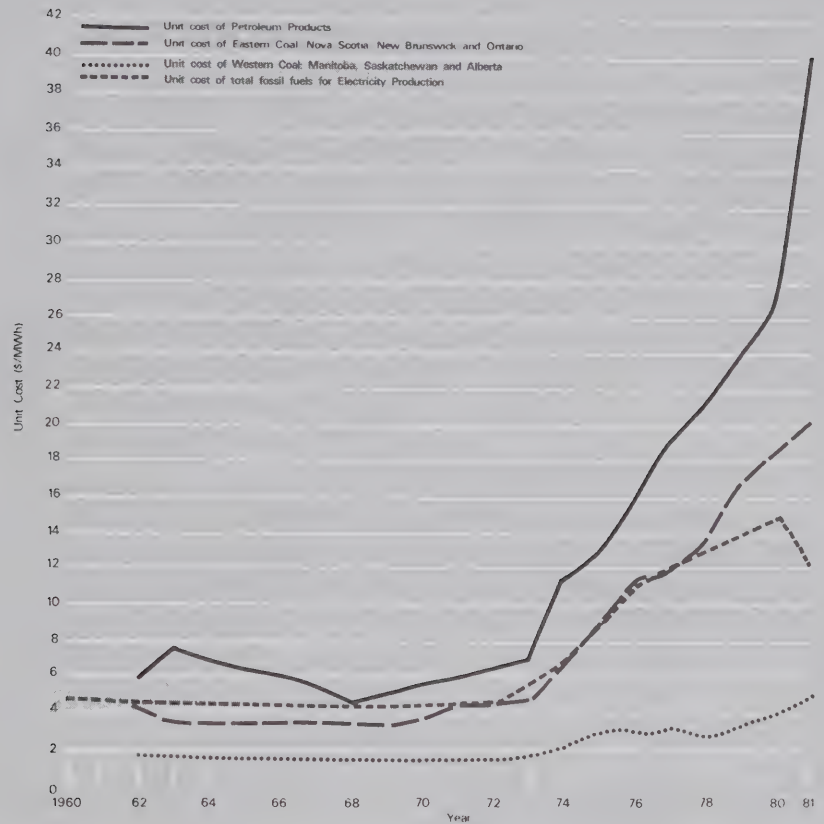
SOURCE: Statistics Canada Publication 62-007



Artist's conception of Edmonton Power's Genesee power project, scheduled for in-service in 1986.

Figure 9

Unit Cost of Fossil Fuel for Electricity Production, 1960-1981



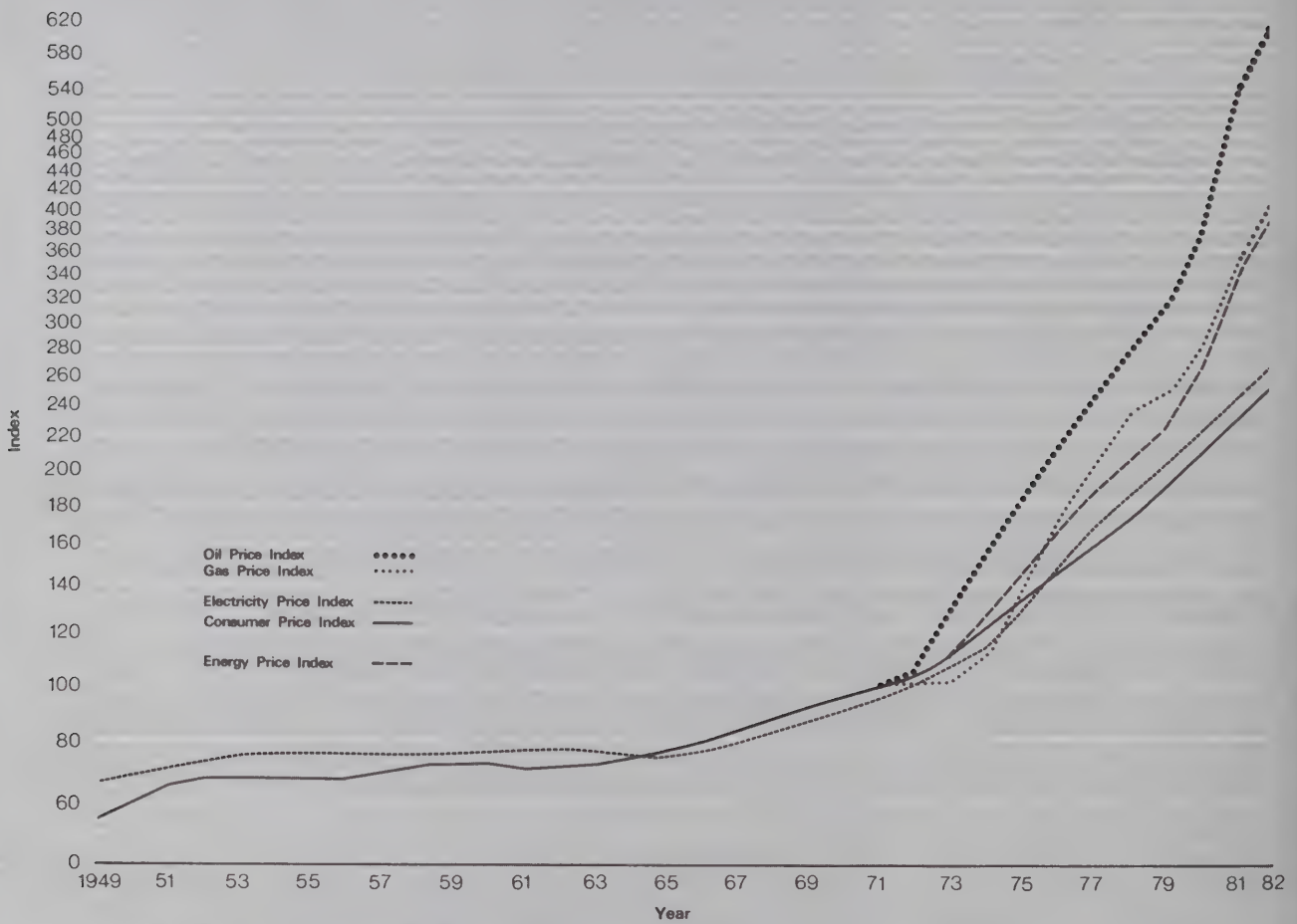
SOURCE: Statistics Canada Publication 57-202



Aerial view of Ontario Hydro's 2295MW oil-fired Lennox generating station, which was mothballed in 1982.

Figure 10

Price Indices, 1949-1982



SOURCE: Statistics Canada Publication 62-010

ALTERNATE ENERGY SOURCES

This section provides an update on the developments in Canada of alternative energy sources. These include geothermal energy, ocean energy, tidal energy, river current energy, small scale hydro, photovoltaics, electro-chemistry and heat.

Geothermal Energy

Federal government geothermal energy research and development funding began in 1976. Originally, the objective of the program was to identify and assess exploitable geothermal resources in Canada. Since then, four types of sources have been identified. These are:

Volcanic sources, located in the Cordillera of British Columbia and characterized by high temperature steam flows;

Non-volcanic sources in the mountains of Western Canada, characterized by lower temperatures than found in volcanic regions;

Sedimentary sources, located in the sedimentary basin of Alberta and Saskatchewan, characterized by uniform but relatively low temperatures over the area;

Atlantic sources, which are not uniform but represent an indigenous energy source.

Research is shifting towards extraction technology as knowledge of the resource increases. The work of delineation and development of exploration techniques will continue on all four sources.

The program has identified geothermal sources for potential electricity production at Meager Creek (volcanic source), located 160 km north of Vancouver in British Columbia, and for space heating purposes (sedimentary source) at the University of Regina in Saskatchewan. These sites are being intensively researched.

The potential of the Meager Creek site is estimated to be in the range of 500-1,000 MW of electricity capacity. Following initial federal drilling, British Columbia Hydro continued the drilling program in 1982. Three production-size wells have been completed, to depths exceeding 3,000 m. Although temperatures up to 280°C have been observed, testing indicated fluid flow rates are not sufficient to justify construction of a demonstration generating plant.

At the University of Regina, geothermal energy as a supplementary energy source for the university's central steam generating plant is under consideration. A single production-size hole has been drilled. Although there is not fixed schedule as yet, the large diameter production hole is being studied for heat and fluid flows.



View of the interior of the LG-3 powerhouse during installation of the turbine-generators.

Ocean Energy

The Oceans represent a vast source of renewable energy. Wave energy and salinity gradients hold potential benefits for Canada. Ocean energy sources such as ocean currents and thermal gradients, while not accessible to Canada, are of international interest. Canadian and International Energy Agency (IEA) research and development programs are evaluating the potential of these resources.

An assessment has been made of ocean energy forms in a Canadian context. A prototype generator which extracts energy from salinity gradients by reverse electrodialysis has been developed by a British Columbia company. The feasibility of salinity gradient development is expected to be established over the next few years.

A low level of activity will be maintained on wave energy and thermal gradient technologies. The emphasis will be on state-of-the-art awareness so new developments can be assessed in terms of applicability to Canada. Extraction of energy from the ocean is a long range and site specific endeavour. It is an uncertain competitor with other energy sources in Canada.

Tidal Energy

The Nova Scotia low head hydro demonstration project, situated in the tidal portion of the Annapolis River in Nova Scotia, is expected to be in-service on schedule in mid 1983. The project is expected to provide information on the operation of a single-stage tidal power project and on the cost-effectiveness of the new type of turbine for river and tidal applications.

Current research and development activity is surveying Canadian potential for tidal energy developments and providing technical support for tidal applications.

The National Research Council is developing technology to physically and mathematically model tidal basins. This technology would predict turbine performance and environmental effects such as sediment transport. Similar technical support will continue for the Fundy tidal power project.

Over the next three years surveys will be conducted on the tidal power potential of Ungava Bay. While evaluations on the tidal regime and suitable sites are incomplete, the fully harnessed potential of Ungava Bay could rival the James Bay hydroelectric development.

Energy from River Currents

In 1976, a vertical axis water turbine (VA WatT) was developed by Nova Energy Ltd. (Dartmouth, Nova Scotia) for harnessing energy from the Bay of Fundy tides. The prototype was not selected for demonstration of tidal power. However, it shows potential as an inexpensive method of harnessing energy from river and tidal currents where conventional turbines and small scale hydro are inappropriate.

Vertical Axis Water Turbines combine windmill and hydrofoil technology. A small model was tested at the National Research Council during 1980 and 1981. In 1982, a 10 kW unit was built and installed on the St. Lawrence River near Cornwall, Ontario and hooked to the St. Lawrence Power Company's grid. Two similar units are being developed, one 20 kW unit for a tidal installation in Nova Scotia and a 50-100 kW unit for a low head (small dam) hydro site in British Columbia. The program calls for demonstration of larger units. A 200 kW unit may be available by 1984/85 and a 1,000 kW unit by 1986/87.

The market potential of the VA WatT is considerable. Large scale vertical axis water turbines could displace diesel fuel in the Canadian north. It is unlikely, however, to displace turbines in the Bay of Fundy. The VA WatT may provide an economic solution to power needs in developing countries and an alternate source of power for homes situated next to small, steady flowing streams and rivers.

Wind Energy

The major objectives of the federal wind energy Research and Development program are:

- (a) To determine the characteristics of wind for use in the design, siting and evaluation of wind energy conversion systems (WECS);
- (b) To establish and develop the necessary scientific and engineering principles for understanding and advancing wind energy technology in Canada;
- (c) To assess experimentally the performance, structural behaviour and operating characteristics of WECS;
- (d) To design, build and evaluate a megawatt scale, grid-coupled, vertical axis wind turbine energy conversion system.

National distributions of wind energy density have been mapped showing the greatest wind power potential. Studies in aerodynamics and structural dynamics of rotors is continuing with attention being directed toward drivetrain, controls and systems engineering aspects of WECS. Four grid-coupled systems (usually 50 KW) and a stand alone wind/diesel hybrid system are being tested in conjunction with provincial utilities and agencies.

The National Research Council (NRC) and Hydro-Québec agreed to share equally the cost of designing, building and evaluating a prototype, megawatt-scale vertical axis wind turbine project EOLE, previously called EOLUS). EOLE will have two propeller shaped blades encompassing a swept area of 4000 square meters. Rated output will be approximately 3 MW. Six sites are being considered, five in the St. Lawrence Valley and one on the Magdalen Islands. Design completion is expected in 1983 and commissioning is scheduled for the summer of 1985. Evaluations will take approximately two years.

Small Scale Hydro

Several provinces are assessing small scale hydro potential and developing demonstration projects. Emphasis is on potential replacement of diesel generation in remote communities.

Analysis indicates economic viability for expansion of existing small hydro stations or the retrofit of commissioned hydro units within power grids. However, development of new small hydro sites will involve greater capital costs. These costs will strain development due to the longer pay-back period. A provision in the Federal Income Tax Act allows for accelerated tax write-offs for capital investments in small-scale hydro equipment and this may alleviate the problem. Facilities under 15 MW are eligible for a three-year accelerated write-off under class 34.

Under the Federal - Provincial Conservation and Renewable Energy Development and Demonstration Agreements (CREDA), the federal government supports five small scale hydro projects in British Columbia, one in the Yukon, three in Nova Scotia and one in Prince Edward Island. A similar program was recently announced for Ontario. The program will provide up to \$950,000 during 1983/84, with an expected level of funding assistance between 25 and 35 per cent of eligible project costs. Some 25 proposals have been received.

Small-scale hydro development is also supported through the Remote Community Demonstration Program (RCDP). This program was implemented by the federal government in 1982 to meet the special energy problems of remote communities. More than 300 communities across Canada remain unconnected to an electrical grid or natural gas system. The two-phase, four year, \$16 million program combines the initiatives of the Remote Community and Arctic Community Demonstration programs. These were originally announced in the National Energy Program.

Phase I of the program, started in October 1982, provides financial assistance for a limited number of community initiated studies to investigate off-grid opportunities. Financial assistance for demonstration of technically and economically feasible energy supply and conservation options will be provided in Phase II.

While the program is not restricted to small-scale hydro development, several hydro projects are the subject of Phase I study proposals. Small-scale hydro technology may prove to be the best supply source for many remote communities.

An earlier study for the Department of Indian and Northern Affairs identified 12 out of 45 load centres as having financially viable, small hydro potential. Through the Native Bands Program, the Department of Indian and Northern Affairs has offered financial support for the development of two small hydro projects in British Columbia at Kingcome Inlet (75 kW) and at Klemtu (250 kW). Other potential projects include one at Sandy Lake in Ontario and Paint Hills in Northern Quebec.

The federal government also funded a consultant study for identification of environmentally compatible small-scale hydroelectric potential in New Brunswick and Prince Edward Island. The project screening and assessment techniques developed during the study will prove useful for studies conducted by utilities.

The Canadian Electrical Association's Research and Development Program, supported by the federal government, has a project on "Simplified Methodology for Estimating Small Capacity Hydro Electric Plants". This project will provide a costing and design guide for the evaluation of small hydro projects.

Photovoltaics

Photovoltaics refers to the technology of direct conversion of sunlight to electricity. Canada has established an industrial base for this solid-state technology. Electricity generation by photovoltaic devices has been limited to low power needs (remote microwave repeater stations) or exotic installations (earth-satellite power supplies).

Photovoltaic technology is a renewable energy option and significant cost reductions have been achieved. Over the next 20 years photovoltaics will have more impact on remote communities than on generation in Canada as a whole. Research and development is aimed at reducing costs. Studies are being carried out on (i) thin film devices based on silicon, gallium arsenide, copper/indium/selenium mixtures and other semi-conductor compounds, (ii) improvements to silicon technology, (iii) remote stand-alone systems and (iv) utility connected systems.

Electrochemistry

There is an established federal government program on hydrogen and energy storage which includes electrochemistry studies, especially on electrolysis for hydrogen production on a commercial scale. Hydrogen production is a probable long-term requirement of Canada's energy system and a significant user of electricity.

The federal government is also conducting some battery research and studying electric vehicles. Most research in these areas is directed by the National Research Council through in-house research or outside contracts.

Peat

Small and medium-scale usage of peat is being examined in Canada. It could be used as fuel for pulp and paper plants and domestic heating. Demonstration projects, largely under the auspices of the federal and provincial governments, will determine the economic and technical feasibility of mining and dewatering peat.

These projects apply current European and Canadian technologies at Bishop's Falls and St. Shotts, Newfoundland; St. Jean, Quebec; and Buffalo Narrows, Saskatchewan. A small peat gasifier is to be substituted for diesel oil to generate electricity on Anticosti Island, Quebec.

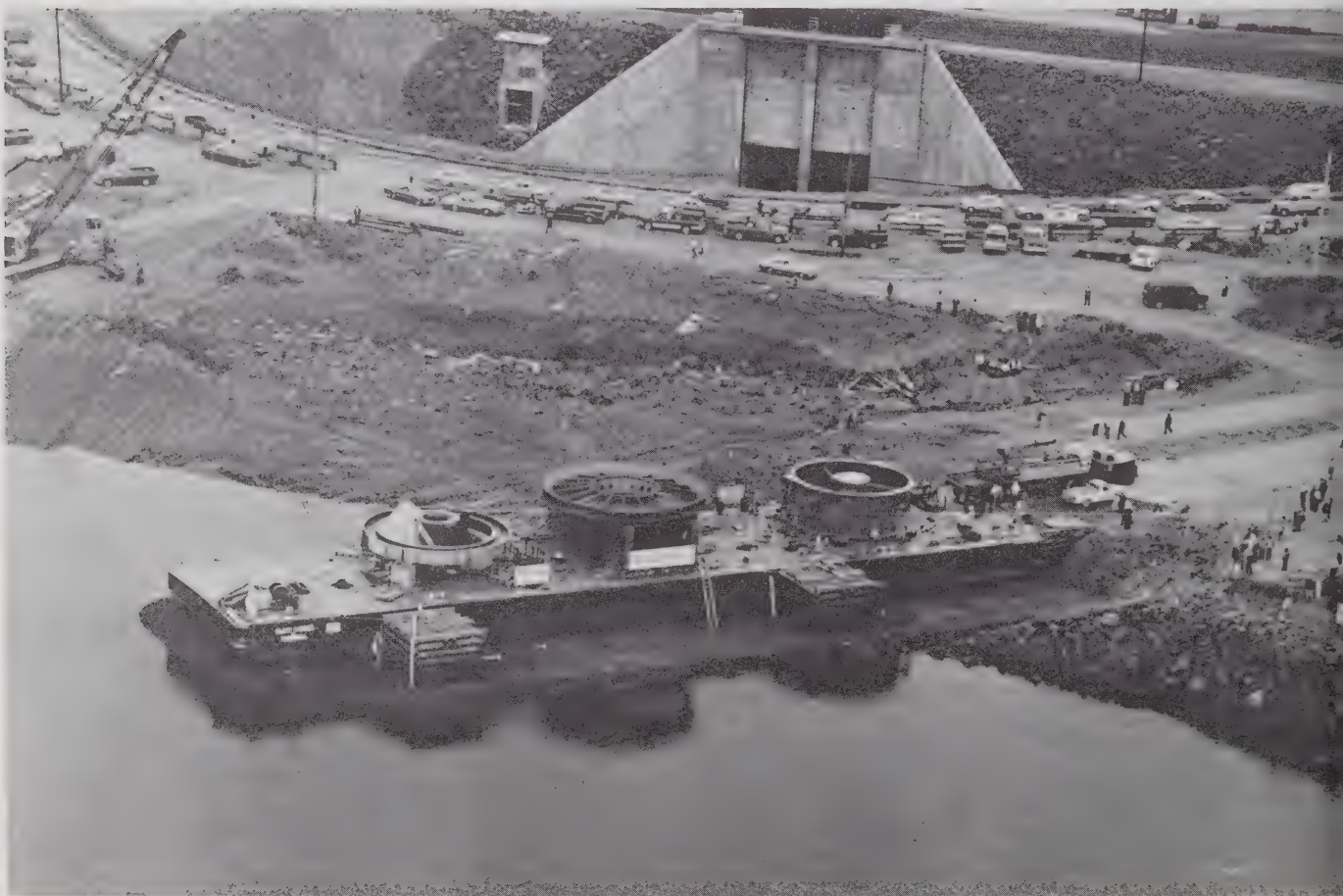
The National Research Council's Peat for Energy and Chemicals Program has established a number of long term goals directed to the national use of peat and peatlands. The research program encompasses projects ranging from inventory methodology, through mining and processing technologies to environmental criteria and strategies including land use and management.

The program seeks technologically feasible options which will offer economic benefit. Financial and environmental infrastructures for peat development will not be implemented before establishing technological and economic feasibility and determining the overall impacts of large-scale peat use.

Anticosti Island, Quebec.

The National Research Council's for Energy and Chemicals Program has established a number of long goals directed to the national use of peat and peatlands. The research program encompasses projects ranging from inventory methodology through mining and processing technologies to environmental criteria and strategies including land use and management.

The program seeks technologically feasible options which will offer economic benefit. Financial and environmental infrastructures for peat development will not be implemented before establishing technological and economic feasibility and determining the overall impacts of large-scale use.



The components that constitute the Straflo turbine arrive at the Annapolis low head hydro demonstration project.

RESEARCH AND DEVELOPMENT

Structure of Research and Development in Canada

Electrical research in Canada is carried out by governments, industry, associations, consultants and academic institutions. Research and development encompasses electricity a broad range of engineering disciplines, social and economic aspects and environmental questions, of which contribute to the production, distribution and use of this energy form.

At the federal level, the Department of Energy, Mines and Resources (EMR), the National Research Council (NRC), the Natural Sciences and Engineering Research Council (NSERC) and Atomic Energy of Canada Limited (AECL) have administrative and, in some cases of NRC and AECL, operational responsibility for electrical research.

Co-ordination of federal energy R&D is provided by the Interdepartmental Panel of Energy R&D. It makes recommendations to Ministers on present and future energy R&D programs. The Panel's mandate includes monitoring federal energy R&D activities in the context of the overall national effort and international activities.

The Panel provides the chairman and secretariat to the Panel. It also provides grants to the Canadian Electrical Association (CEA) and to academic institutions under the Research Agreement Program. Besides in-house research, the NRC contracts industry.

NSERC provides funding to academic institutions under regular operating grants, strategic grants and PRAI (Project Research Applicable in Industry) grants.

Some of the public utilities (Ontario Hydro, Hydro-Québec, Saskatchewan Power and British Columbia Hydro) maintain in-house research programs which undertake a variety of activities related with design and operating characteristics of the electric utility business. Manitoba Hydro participates in research activities of the newly

established Manitoba HVDC Research Centre, and contributes to the funding of this organization.

The Canadian Electrical Association's research program is funded jointly by the Canadian government and the utilities. The program is designed by representatives from industry and government who identify research topics and manage the performance of studies selected through a sub-committee structure. The studies are contracted out to industry and academic institutions and utilities with research facilities. The participation of utility personnel helps to minimize duplicating studies or neglecting certain areas.

Apart from administering its research program, one of the functions of the CEA is liaison with international research organizations to improve program selection for Canadian utilities.

During 1982/83, research expenditures related to electricity were over \$340 million. Of this, \$209 million were spent by Atomic Energy of Canada Limited (AECL) on the nuclear power program. Over \$112 million were spent by the four electric utilities with research facilities. The co-operative program managed by the CEA received funds of \$7.8 million. Finally \$11.2 million were spent on federal research and development expenditures relating to electrical energy and to the fuels associated with its production (excluding AECL's program expenditures).

Overview of Research Programs

Federal Government

Research for nuclear power development by Atomic Energy of Canada Limited (AECL) includes maintenance of reliability and safety standards set by CANDU (Canadian Deuterium Uranium) reactors. AECL operates laboratories in Chalk River, Ontario and Whiteshell, Manitoba. Its research mandate is to develop and apply nuclear technology for peaceful purposes to benefit all Canadians. In 1982/83 its resources amounted to

\$209 million, compared to \$198 million (1982 dollars in 1981/82 (approximately 80 per cent from Parliamentary appropriations and 20 per cent from commercially generated revenue in each year).

Technical programs continue in power reactor systems, heavy water processes, environmental protection and radioactive waste management, advanced fuel cycles, underlying and advanced systems research and new applications for nuclear technology.

The CANDU reactor's safety has been demonstrated. The moderator's effectiveness as a heat sink would remain unimpaired even if a serious accident were to occur. Construction has begun on a 7-megawatt thermal-hydraulic test facility to verify predictions of primary coolant behaviour under potential accident conditions. Although used nuclear fuel is now stored in the operating plants and occupies limited space, it will eventually be desirable to establish longer duration storage areas for discharged fuel.

Progress has been made in waste disposal in the granite of the Canadian Shield. Systems variability analysis is attracting increasing attention in other countries for application to other wastes. This methodology assesses the consequences of releases from a nuclear waste vault. A major facility for testing the resistance to leaching of used fuel is nearing completion. In 1982/83 construction will begin on an underground research laboratory to study processes and properties involved in geological disposal.

To assure Canadians of a long-term supply of energy from nuclear sources, experiments continue on the recycling of used fuel. Advanced fuel cycles under investigation include the use of both thorium and uranium as feedstocks and the development of fuel assemblies compatible with the current CANDU reactor design.

Processes originally developed for the production of heavy water are being adopted to remove tritium from the heavy water of CANDU reactors. Tritium could become a useful fuel for fusion reactors.

Research programs in physics, chemistry, materials science and health sciences provide the base for understanding the phenomena involved in the applied R&D programs. The accelerator physics program will be enhanced by the addition of a superconducting cyclotron to the Tandem Van der Graaf accelerator. Future accelerators could be used to breed fissile material for nuclear reactors.

Electric energy is particularly influenced by the non-nuclear areas of the federal energy research program. The objectives stem from the 1980 National Energy Program and include research and development for substitution, alternate energy sources and efficient energy utilization. Emphasis has been placed on environmentally acceptable and energy efficient coal utilization technologies.

The National Energy Program has provided additional funds to expand the core research and development program. \$4 million have been designated to support coal R&D in the Atlantic provinces. \$150 million will be spent to cover the technical risks of new coal technologies, such as fluidized bed combustion, and use of coal liquid mixtures as a substitute for residual oil.

Two projects have been initiated under this program: a \$5.5 million project for construction of a 7 tonne/hour pilot plant in Sydney, Nova Scotia to produce a coal-water fuel and subsequent testing of the fuel in two New Brunswick Electric Power Commission power boilers; and an \$8.0 million project managed by Nova Scotia Power Corporation for construction of a 1-metre diameter pilot fluidized-bed for long-term materials of construction tests. Associated research and development conducted in these two technology areas within the federal energy R&D activities provide technical support for the projects and form the basis for Canada's participation in two related International Energy Agency Agreements.

Two alternate energy sources have received particular attention. \$18.7 million in federal funds have been allocated to the construction of Tokamak, an experimental fusion device, at Varennes, Quebec. In addition, the EOLE wind demonstration project will receive \$17.6 million in federal funds from NRC. It will be capable of generating 3.8 MW and will supply power directly into the Hydro-Québec grid.

A federal sub-program aimed specifically at electric power research is continuing. Activities include research on dielectrics and electrical measurement technologies, and high voltage direct current (HVDC). HVDC research has been conducted by the NRC since 1960. In 1982, a contract was awarded to the Manitoba HVDC Centre.

Electric energy "storage" systems, electric space heating, thermal storage, heat pumps, and rail electrification are some of the other areas being investigated by several departments and agencies with funding through the Conservation Research and Development Program.

The energy conservation program promotes the efficient use of energy and conservation of liquid fuels. Equipment for electricity load control helps flatten load patterns and results in more efficient use of generating capacity and fuel. Substitution options allow conversion to electricity where supply and price permit. There are a number of projects funded under the Conservation R&D program that satisfy both of these objectives.

In conjunction with EMR, the Ministry of State for Science and Technology evaluated hybrid heating and its potential as an efficient user of electric energy. Hybrid heating concepts included the addition of electrical resistance plenum heaters or heat pumps to existing non-electrical heating units (e.g., oil or gas). Consumers could use the electric systems during off-peak hours of electricity demand. During peak periods, non-electric heating sources would be used.

The broad implementation of hybrid heating would reduce peak demand, thereby permitting more efficient use of generating capacity. It would also substantially reduce the need for fuel oil.

To complement the above work, research is being funded by EMR. Saint Mary's University in Halifax is developing low-cost thermal storage units based on commercial grade salts. At higher temperatures, thermal storage units may be an alternative to non-electric heating units for hybrid heating technology, providing a means for peak sharing and load control.

The Canada Centre for Mineral and Energy Technology (CANMET) is assessing the potential application of plasma arc technology in Canada, which will aid in the defining the needs for further R&D. This technology provides a high temperature heat source using electricity. Applications include smelting and pyrometallurgy and offer more flexibility than conventional technology. Successful development could lead to a major off-oil or gas alternative in instances where electricity availability and rates make the process feasible. Adoption of this technology in the steel industry could reduce the requirement for metallurgical coke. The technology is also capable of further development for eliminating toxic organic waste.

To increase the options for efficient use of electricity, research is being conducted on both industrial and residential heat pumps. Progress is being made on the development of a residential heat pump for greater efficiency in the Canadian climate. Several industrial heat pumps have been installed and are being monitored to establish credibility for industrial applications.

In some cases electric locomotives can be used to advantage. They offer an off-oil option, reduced maintenance requirements relative to those associated with diesel-electric counterparts and eliminate ventilation problems in tunnels.

in conjunction with the Province of British Columbia and British Columbia Rail, an electrified section of rail which includes two long tunnels and seven grades, is being constructed to serve a coal mine located at Tumbler Ridge. The operation will provide useful data when consideration is given to electrification in other locations.

The choice of an electrified rail link over the more conventional diesel operation was influenced by a federal grant. The objective is to demonstrate the application of 50 kV technology which hopefully will be applicable to other rail electrification projects.

Hydro-Québec

R&D expenditures by Hydro-Québec's Research Institute totalled \$43.9 million in 1982. Activities reflected the province's concern with the economy and emphasized new efficient and economic utilization of electricity and marketing.

In 1982, a pilot hydrogen production plant was completed. Hydrogen applications, notably in fuel cells, will now be studied. Other industrial applications included research on plasma technology.

Research on transmission systems discussed on direct current and interconnection technologies. Development work on the proposed 450 kV Des Cantons line, linking Quebec to New England, continued.

Among the R&D initiatives for alternate energy sources, priority has been placed on the EOLE vertical-axis wind turbine and the Tokamak experimental fusion device. These projects are being developed in conjunction with the National Research Council. Preliminary design work and siting studies for EOLE were completed in 1982.

Ontario Hydro

R&D expenditures by Ontario Hydro totalled \$66.0 million in 1982. The priorities of the research program reflected Ontario Hydro's new corporate strategy. Emphasis has been placed on research related to economy, reliability and safety in all aspects related to the supply of power. On the demand side, emphasis has been placed on the best use of available energy and resources. The customer orientation of the strategy is aimed at projects which will provide revenues to offset research costs.

In 1982, environmental protection continued to be a major activity. Developmental work on fish exclusion systems continued. These systems will improve generation station reliability.

Acid rain research examined the interaction of clouds and acid emissions. Modelling work on the long-range transport of acid emissions through the atmosphere continued. An instrument assembly was developed to measure the concentration of acid pollutants at ground level.

The Biological Section also examined the biological behaviour of tritium which is produced in small quantities in CANDU reactors. Research on the effects of tritium on plants, soils, and aquatic organisms will aid in the determination of safe concentration limits. Knowledge of the biodynamics of tritium is essential to fusion reactor research.

In April 1982, Ontario Hydro was named project manager for the Canadian Fusion Fuels Technology Project. The project is being conducted by Ontario Hydro, the Ministry of Energy and the National Research Council. The project is aimed at developing Canadian expertise in fusion fuel systems, materials, equipment development and reliability.

Ontario Hydro is participating in a photovoltaic systems evaluation program with the National Research Council. A remote monitor has been located 14 km from the Atikokan coal-fired generating station. The monitor samples air quality and transmits the data to the generating station. The electricity operating the monitor is generated by a 37 square metre photovoltaic array. During sunless periods, electricity is supplied from energy storage batteries.

Saskatchewan Power

R&D expenditures by Saskatchewan Power totalled \$2.5 million in 1982. Saskatchewan Power's Research and Development Centre conducts projects related to coal conversion technology, biomass, unconventional energy utilization, and conservation and system operation. Included are studies on coal reactivity, dewatering and beneficiation, transmission line aeolian vibration, digital relaying and transient fault recording, load management, load diversity and the expansion of rural systems to meet electric heating needs.

Manitoba Hydro

Manitoba Hydro, in conjunction with the Government of Manitoba, the University of Manitoba, Teshmont Consultants Inc. and Federal Pioneer Limited has established the Manitoba HVDC Research Centre. The Centre, established in 1982, is directed primarily at analytical and developmental research on HVDC transmission systems and at assisting Canadian industry to realize its potential for the manufacture of HVDC and related equipment. Initial funding has been provided by the Manitoba Government, totalling \$3.75 million over the first five years, and by Manitoba Hydro, up to \$1.25 million over the same period. If additional financing is required it will be obtained by borrowing. The Centre expects to be self-supporting within the 5-year period ending March 31, 1986.

The first research project, under contract from The Electric Power Research Institute (EPRI), in the United States, involves research on multi-terminal operation of HVDC systems. IREQ and the University of Wisconsin are involved in this research. In addition, a contract for monitoring ion drift and corona on the operational Manitoba Hydro lines has been signed with the Government of Canada for NRC. The Centre will identify and evaluate future research projects.

B.C. Hydro

B.C. Hydro's research and development organization performs chemical, material and electrical research. The corporation also researches wind generation of electricity, geothermal energy, thermography, coal liquifaction and pressurized fluidized bed combustion. In addition, testing is carried out for government agencies and industry in relation to insulating oils, high voltage testing, generator insulation systems, scanning electron microscope tests and non-destructive materials testing.

Electrical research in the research group comprises: distribution and utilization; electronics and control; high voltage; insulation studies and system studies.

B.C. Hydro's research and development expertise seeks to provide a service for adequate, reliable, cost-effective and safe supply of electricity.

Canadian Electrical Association

The CEA's research program totalled to \$7.8 million in 1982. These resources were allocated among committees as follows: \$3.1 million to the Generation Program; \$1.7 million to the Transmission Systems Program; \$2.0 million to the Distribution Program; and \$1.0 million to Utilization and Conservation. Co-funding of some projects in each division added a further \$2.88 million to the total value of the research and development undertaken.

The Generation Committee carries out work in three main areas: fossil and nuclear plants, hydro-electric plants, and alternate energy and energy management. A total of 20 projects were completed during 1982 and 24 new projects were awarded. Among the new projects were studies on sulphur and nitrogen-oxide emissions and transport, acid deposition, simplified methodology for small scale hydro plants, coal fire monitoring, and technical evaluation of large scale wind turbines. 1983 will see the initiation of a new 5-year plan (1983-1988). The excess generating capacity of a number of utilities has changed the emphasis from new plants to the area of existing plant reliability and extension of existing plant life. 1983 projects will concentrate on these areas and stress greater utilization and cost-effectiveness.

The Transmission System Program is aimed at a broad range of research in the areas of overhead and underground transmission. It seeks to improve existing technologies, to meet growing capacity requirements and increasingly strict environmental constraints.

The development of advanced technology for increased utilization of system components is a major area of concern. 14 new projects were initiated in 1982 including work in the areas of metal oxide arresters, conductor vibration damping, non-porcelain synthetic insulators and insulator contamination monitoring.

Due to reduction of forecast demand for electricity, increased emphasis will be given in 1983, to projects which will provide near term returns but the group will continue to recognize the need for long-term goals. Projects will include research in the HVDC area, improved insulators and gas insulated equipment.

The Distribution Program is geared to the identification of potential electric distribution system problems and the formulation of appropriate research projects for their solution. Essential ingredients of the program are position papers and state-of-the-art studies, which help make expert advice available for sound definition of the specific R&D solutions required.

Projects fall into the following areas:

- higher voltage surge and fuse protection;
- materials;
- aesthetics and environmental aspects;
- overhead systems;
- safety;
- loading, switching and overcurrent of underground systems;
- system design;
- reliability;
- automation load control aspects.

In 1982, 24 new projects were initiated including: wood pole in service performance and ground line preservation, industrial pollution at distribution plants, evaluation of U distribution cable insulation, AL/AL mechanical conductor connectors. 1983, interest will be focused on distribution system loss reduction, ampacity and loadability of polymer cables, impact of electric heat conversions, and the increasing problem of cold load pick-up.

The Utilization and Conservation Program emphasizes for the consumer on the efficient end use and conservation of electric energy, and on the reduction in the need for new supply facilities by load management control and development of new combined energy techniques.

The Utilization and Conservation Program is divided into two main areas of activity:

- i) that relating to the consumer;
- ii) that relating to the utility.

These areas are, of course, highly interactive. With rising energy costs the efficient end use of energy and conservation is important to investments in these areas. For the utilities, long-term savings will be realized by load control/management and innovative combined energy techniques. Consequently the Program aims to develop energy-efficient applications which will be beneficial both to the consumer and the utility.

er 40 research proposals were considered during 1982, under the ad headings of load management, l substitution, energy efficiency and nsumer attitudes/utility policy. From s number, 15 projects were initiated urther with position papers and te-of-the-art studies where there s a need to obtain current owledge in order to define more cisely future action and research orts required.

In 1983, division of the committee into action groups will help to streamline and give proper stress to three areas of activity:

- i) policy research;
- ii) customer end use;
- iii) research common to policy and customer end use.

An increase in budget allocation will allow the committee to meet more adequately the extensive range of research and development within its scope. Among the priorities are analysis of energy services; demand and energy use forecasting; water heating; space heating; appliances; variable speed and high efficiency motors; load management; air quality and improved efficiency in all areas.



ing fuel bundles into N.B. Power's Lepreau nuclear plant.

ENVIRONMENTAL ISSUES

Generation and distribution of electricity affects the environment in a variety of ways. The electric utility industry faces two important environmental issues regarding generation. The first is the relationship between acid emissions from coal-fired plants and acid rain. The second is radioactive waste management.

1 Acid Rain

Significant among environmental problems facing the electric industry are concerns surrounding conventional thermal generation. This problem is linked to the issue of acid rain. The term refers to the problem caused by emissions of sulphur and nitrogen oxides which combine with atmospheric moisture to produce sulphuric acid and nitric acid. These acids return to the ground as acid rain or acid snow.

It also encompasses dry deposition. Dry particles of SO_2 and NO_x fall to the earth and the particles become acidic when combined with surface water. These two processes occur with roughly equal frequency.

The release of pollutants from acid rain results from activities in various industrial and non-industrial sectors. These include transportation, non-ferrous smelting, non-utility and utility boilers.

Approximately 15 per cent of the increased demand for electricity in Canada between 1981 and 1994 will be met by coal-fired generation, a contributor to sulphur dioxide emissions. The additional fuel burned, together with existing coal requirements, could add to the acid rain problem.

Acid rain has far-reaching implications for all aspects of the environment. It alters the pH levels of soil and of water bodies, causing changes in the level and quality of aquatic life and vegetation. While the complexities of acid rain phenomena are not completely understood, the circumstantial evidence linking man-made emissions and environmental loadings is convincing. The deleterious effect of acid on sensitive ecosystems is considered enough to warrant reducing acid causing emissions.

Acid rain is not a localized phenomenon because SO_2 and NO_x are transported over long distances through the atmosphere. There is particulate and gaseous deposition in the vicinity of an emitting source. However, the trend toward building taller stacks to relieve local pollution problems has aggravated regional, interprovincial and international problems.

Approximately 4 million metric tonnes of SO_2 are deposited in Canada annually from sources in the United States and between 500-700 thousand tonnes are deposited in the U.S. from Canadian sources. Approximately 60 per cent of Canadian emissions from east of Manitoba come from non-ferrous smelters and about 15 per cent from thermal power stations. The balance is mainly from industrial processes and non-utility fuel use.

In February 1983, a series of U.S.-Canada Working Group reports on transboundary air pollution was published. These focused primarily on acid rain. The bilateral Working Groups were formed under a Memorandum of Intent (MOI) signed by both governments in August, 1980. Groups were composed of Canadian federal and provincial scientists and American scientists from a number of federal agencies. They assembled and analyzed available information on the nature and causes of acid rain and worked on solutions to the problem.

The Working Group reports will be subjected to scientific peer review later in the year. The reports confirm that damage is occurring in areas vulnerable to acid rain and that this is attributable mainly to wet and dry deposition of sulphur compounds.

The reports concur that an environmental loading rate of 20 Kg/Ha/year wet sulphate deposition is related to damage in the vulnerable level. No effect is reported below this loading rate.

Canadian and U.S. groups differ on the appropriateness of recommending a loading target of 20 Kg/Ha/year. The U.S. groups maintain the recommendation is premature.

The working Group reports examine transport of air pollutants between source region and receptor areas. They show acid rain occurs in eastern North America within and downwind of major source regions of oxides of sulphur and nitrogen. The evidence suggests that much of the acidic deposition in the northeastern United States and eastern Canada is man-made. The evidence is the geographical association between the region of the largest North American emissions of sulphur and nitrogen oxides and the regions of the largest wet deposition of sulphur and nitrogen oxides.

The Working Group tried to determine the origin of the sulphur falling on various parts of eastern North America through modelling. However, the reliability of current models is uncertain when predicting the results of alternate emission patterns (i.e. change in deposition that would result from change in emissions). The Working Group on impact assessment recommended further research to assess the economic benefits of controlling acid rain pollutants.

Despite these uncertainties the Canadian members of the Working Group stressed the serious nature of the acid rain problem and the need for regulatory action to prevent further damage.

Canada — U.S. Negotiations

For over a year Canada and the United States have been negotiating a treaty to deal with long range transport of air pollutants, especially those linked to acid rain. These talks are held under the 1980 Memorandum of Intent between the U.S. and Canada. The discussions are expected to continue for at least an additional year due to differing perspectives of the two countries.

In 1982, Canada proposed a 50 per cent reduction in Canadian sulphur dioxide emissions east of Saskatchewan by 1990, contingent upon similar actions in the eastern U.S. The U.S. response has been that this commitment would be premature as it questions the adequacy of the scientific data. Depressed economic conditions also deter U.S. reductions. However the U.S. government will increase acid rain research funds by 8 per cent, to \$23 million in 1983. This reflects the U.S. view that more research is needed before increasing controls.

U.S. Congress may make revisions to the U.S. Clean Air Act prior to its reauthorization and this has drawn attention to the acid rain problem. Consideration is being given to possible relaxing of the clean air laws or to possible strengthening of these laws.

In the United States, there exist approximately 87 flue gas desulphurization units, or 'scrubbers', installed on fossil-fired generating units and an additional 22 are currently being installed. Regulations of the Environmental Protection Agency (EPA) require new fossil-fired plants to have scrubbers.

These standards do not apply to existing stations or those converting from oil to coal. This policy is consistent with that of other countries faced with acid rain problems. In these countries, retrofitting scrubbers on older plants or to converted plants is seen as uneconomical.

Response to Acid Rain

In Canada measures are being taken to curb emission levels. The federal and Nova Scotia governments recently announced a \$4.1 million pilot project to test fluidized bed combustion of coal as an alternative to scrubbers. The experiment is being conducted at the Nova Scotia Power Corporation's Point Tupper generating station.

Under the National Energy Program, funding for conversions from oil to coal-fired generating stations is contingent upon environmental acceptability. The Governments of Manitoba, Ontario, Quebec and New Brunswick are committed to the 50 per cent in reduction emissions contingent upon similar actions in the eastern U.S. It is within provincial jurisdiction to control emissions. Federal authority exists only over international agreements.

The Ontario Government initiated a program aimed at a 43 per cent emissions reduction by 1990. The program includes controls on contributors such as International Nickel Company (INCO) and Ontario Hydro. The utility is committed to emission reduction using a range of control options and technologies. In addition to purchasing only washed coal, Ontario Hydro blends Canadian and U.S. coal to reduce sulphur dioxide emissions by about 15 per cent. Total utility emissions should be halved by 1990.

In Alberta maximum particulate emission limits have been set. Limits have also been set on ambient ground level concentrations of SO₂, NO_x, and particulates. To comply with the regulations, Alberta Power will install electrostatic precipitators at the Sheerness Station now under construction. Retrofit precipitators will be installed on Battle River units one to four. An electrostatic precipitator has been installed on unit five.

Capital costs of environmental requirements at the two stations totalled approximately \$86 million. Operating and maintenance costs for monitoring total approximately \$170,000 per annum.

Scientific research into acid rain is carried out by various federal departments in Canada. These include the Departments of the Environment, Fisheries and Oceans, National Health and Welfare and Energy, Mines and Resources. These research and development programs were expanded in 1980 with increases in funding over four years of \$10.0 million to Environment, \$12.4 million to Fisheries and Oceans, and \$3.7 million to Health and Welfare.

These departments contribute to the Federal Long-Range Transport of Air Pollutants (LRTAP) Program. The program has three sections: Scientific Studies, Information Projects and Control Strategies Program Studies. Coordination of the program is provided by the Interdepartmental LRTAP Committee. The program enhances the scientific and technical understanding of LRTAP and acidic precipitation. Expansion of the program is being considered.

Effects of acid rain/LRTAP are being researched simultaneously by the provinces, academic institutions and the private sector. The Federal-Provincial Management Board coordinates the activities of the federal and provincial governments in emission reductions, research and public information.

2. Radioactive Waste Management

Since 1976, Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL) has directed a research program on the permanent passive disposal of irradiated fuel waste in stable crystalline rock of the Canadian Shield. Preliminary results from this program indicate nuclear fuel waste can be safely disposed in this manner.

This research is a joint program performed under the terms of the Canada/Ontario agreement of June, 1978. Under this agreement Ontario Hydro is responsible for research on storage and transportation of irradiated fuel. A further Federal/Ontario agreement in August 1981, defined the evaluation process leading to acceptance of the proposed disposal concept proposed.

The concept evaluation process consists of a regulatory review, public hearings and governmental decision. Until government approval is obtained for the disposal concept, site selection for an actual disposal facility will be delayed. Approximately 6,000 tonnes of used fuel has been generated, and this material is safely stored using accepted methods at the reactor sites.

The research program receives approximately \$30 million per annum in funding. The program includes:

- 1) generic research and development of technologies for the interim storage and transportation of used fuel;
- 2) immobilization of used fuel and recycle wastes in containers which provide isolation from ground water;
- 3) geoscience research to characterise geologic features relevant to selection of future disposal sites;
- 4) environmental and safety assessment to estimate the effects of storage;
- 5) transport;
- 6) immobilization and disposal of nuclear fuel wastes.

An underground research laboratory will be constructed near Whiteshell, Manitoba by 1986. This facility will be used to verify predictions of geological and hydro-geological conditions. It will provide underground space for in situ experiments to verify data from computer models.

The federal government has recently announced new initiatives for the other two categories of Canadian radioactive waste, namely uranium tailings and low-level radioactive waste.

In September 1982, details of a five year \$9.5 million federal research program were announced. This program will study the long term effects of uranium tailings, and expedite development of technology to maintain the safety of tailings deposits after closing of the mining operations.

Approximately 120,000,000 tonnes of uranium tailings have been generated to date, representing 2 per cent of the mining wastes deposited in Canada. This material is subject to monitoring and control of harmful effluents.

The research program consists of measurement, modelling and disposal technology areas. Measurement will examine operating tailings and systems abandoned 20 years ago for hydrological, geochemical and

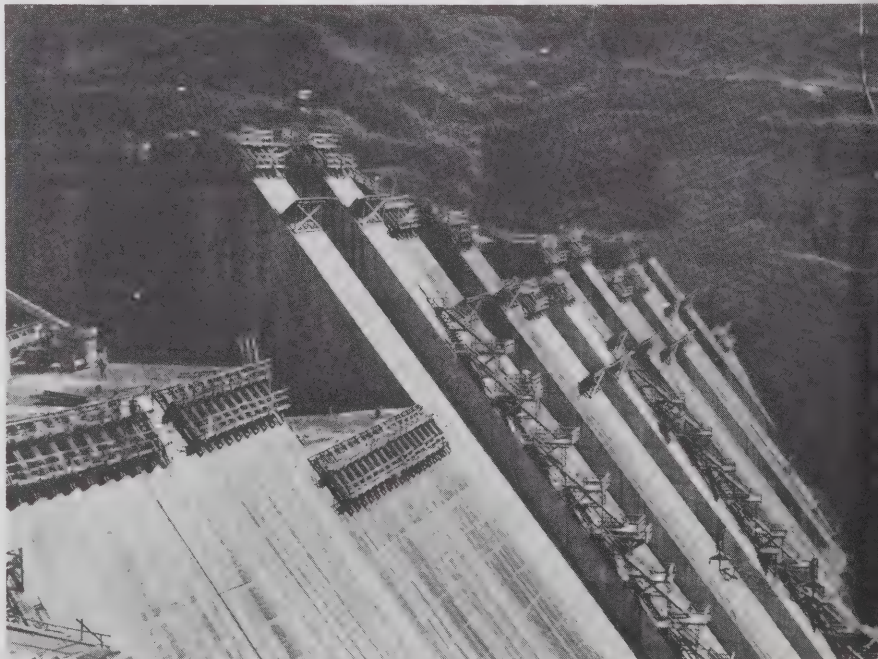
environmental effects. Modelling will develop and verify predictive scientific procedures to determine future effluents and their health and environmental effects. Disposal technology will examine the effects of different rehabilitation and disposal technologies on long term health and environmental factors. The technologies being considered range from landscaping and revegetation, variations in deposition methods, and deposition in lakes to removal of contaminants.

In October 1982, AECL formed a new office to carry out the federal responsibilities of low-level radioactive waste management. These responsibilities include the completion of remedial work for cleanup of historic waste problems, research and evaluation of options available for disposal, and ensuring that a collection, treatment and safe disposal service is available on a commercial basis. Low-level radioactive waste is produced in research facilities, in hospitals, in industrial plants, and in nuclear electricity generating stations.

Approximately 1,000,000 tonnes of low-level radioactive wastes have been generated in Canada to date. Most wastes of this kind are in safe storage under supervision. Although this storage can be continued for many years, permanent disposal will eventually be required.

Research programs for the management and disposal of the low-level radioactive wastes are being conducted by AECL, Ontario Hydro and Eldorado Resources Limited. These programs seek to reduce the volume and immobilize waste products. They will evaluate the potential use of three types of disposal facilities — sanitary landfill, engineered facilities at shallow depth and deep geological facilities.

With these three programs the federal government is addressing all aspects of the management and disposal of radioactive waste in Canada. Much work remains before a complete operating system is in place. The cooperation and support of provincial and municipal governments, industry and the public will be required to reach that goal.



Construction of a concrete dam at B.C. Hydro's Revelstoke Hydro project.

ELECTED BIBLIOGRAPHY

For readers requiring additional statistical information, the following publications are issued in English and French by the Manufacturing and Primary Industries Division, Statistics Canada. Copies may be ordered from:

Statistics Canada
Ottawa, Ontario
Canada
K1A 0T6

Electric Power Statistics, Volume I - Annual Electric Power Survey of Capability and Load (Catalogue No. 57-204)

Presents the results of the annual electric power survey of capability and load and covers all producers of electrical energy in Canada which generate or will generate 20 million kWh per annum or more during the forecast period.

Electric Power Statistics, Volume II - Annual Statistics (Catalogue No. 57-202)

Includes various statistics, on an annual basis, for electric utilities and industrial establishments including installed capacity, generation, supply and disposal, number of customers, revenue, energy transfers, domestic and farm service, and transmission mileage. Statistics on fuels, employees, wages and salaries, assets and liabilities, income account, taxes and capital and repair expenditures are also included for electric utilities.

Electric Power Statistics, Volume III - Inventory of Prime Mover and Electric Generating Equipment (Catalogue No. 57-206)

Provides a detailed listing of prime mover and generating equipment above 500 kW, on an annual basis.

Electric Power Statistics, Monthly (Catalogue No. 57-001)

Presents, on a monthly basis, preliminary electrical energy statistics.

Electricity Bills for Domestic, Commercial and Small Power Service (Catalogue No. 57-203)

Based on the rate schedules supplied by the power companies and municipalities responsible for the distribution of electrical energy in the cities and towns covered in an annual survey. Monthly bills are computed to show the revenue according to the distributors from the sale of definite quantities of electricity used for specific purposes.

Quarterly Report on Energy-Supply Demand in Canada (Catalogue No. 57-003)

Energy balance sheets in both natural units and terajoules for fuel types by region. Each balance sheet shows data on production, imports, exports, interregional movements, conversion from one energy form to another, and consumption by consuming sectors.

The following publications are available from distributors of Canadian government publications, or from the OECD Publications Office, 2 rue André-Pascal, 75 Paris 16e, France.

Organization for Economic Cooperation and Development, Survey by the Energy Division, Annual Survey of Electric Power Equipment, Situation and Prospects.

Combines the results of two studies carried out by the OECD:

- Survey of the Energy Division in the development of capital equipment in the electricity supply industry and its technical characteristics (Part One)
- Survey of the Special Committee for Machinery on the trends of deliveries, orders on hand and production capacity of European manufacturers of heavy equipment for power stations (Part Two)

These two complementary surveys show the situation as of January 1st and give an indication of trends for the next 5 years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Energy Division, the Electricity Supply Industry.

Annual general review of the electricity supply industry in OECD countries in the last 2 years and provides an outlook for the following five years.

Organization for Economic Cooperation and Development, Economic Statistics and National Accounts Division, Statistics of Energy

Presents annually a set of basic statistics on production, trade consumption, etc. for each source of energy, following a standard pattern so that they are presented in consolidated and comparable form.

OECD Energy Statistics 1972/1981

OECD Energy Balances 1971/1981

OECD Oil and Gas Statistics 1980/1981

In addition, more detailed information on individual foreign countries can be obtained by contacting individual electric utilities or government agencies.

Selected Bibliography for Canada-United States Electricity Trade

1. *Canada/United States Electricity Exchanges*; Canada Department of Energy, Mines and Resources. United States Department of Energy. Energy, Mines and Resources, May 1979.
2. *Clear Federal Policy Guidelines Needed for Future Canadian Power Imports*. GAO/EMD-82-102, September 1982.
3. The Electricity and Fluid Exportation Act, April 27, 1907.
4. *Electricity and Fluid Exportation Regulations*, PC 1954-1522, October 6, 1954.
5. *Electric Power Statistics Catalogue 57-202 Annual*, various issues.
6. *Foreign Trade in Gas and Electricity in North America, A Legal and Historical Study*, John T. Miller Jr., Praeger Publishers, New York, N.Y., 1970.
7. *Interconnections Between Canada and The United States*; E.S. Bell, A.J. Stremlaw and G. Yorke Slader, Electrical Engineering Branch, National Energy Board, Canada; presented to United Nations Economic and Social Council, Economic Commission for Europe, Committee on Electric Power, Delphi and Athens, Greece, May 1975.
8. *National Energy Board Act*, July 1959.
9. *National Energy Board Part VI Regulations*.
10. *National Energy Program: 1982 Update*, Energy, Mines and Resources, Ottawa, June 1982.
11. *Order in Council P.C. 1957-1386*.
12. *Potential Benefits and Costs of Canadian Electricity Exports — Volume I*, Canadian Energy Research Institute, Calgary, October 1982.
13. *First Report of the Royal Commission on Energy*, October 1958.
14. *Second Report of the Royal Commission on Energy*, July 1959.
15. *Statement of National Power Policy* by the Honourable Mitchell Sharp, Minister of Trade and Commerce, Government of Canada, October 8, 1963.

Table A1 Installed Capacity and Electric Energy Consumption in Canada, 1920-1982

	INSTALLED CAPACITY					Electric Energy Consumption (a) (GWh)	Average Demand (b) (MW)	Peak Demand (c) (MW)	Generation Reserve (d) (MW) %	Load Factor (e) %	
	Thermal			Hydro	Total						
	Conventional	Nuclear	Sub-Total (MW)								
0	300	—	300	1 700	2 000	—	—	—	—	—	
0	400	—	400	4 300	4 700	19 468	2 222	—	—	—	
0	500	—	500	6 200	6 700	33 062	3 774	—	—	—	
0	900	—	900	8 900	9 800	55 037	6 283	—	—	—	
5	2 100	—	2 100	12 600	14 700	81 000	9 247	12 536	2 164	15	74
0	4 392	—	4 392	18 657	23 049	109 302	12 477	17 264	5 785	25	72
1	5 072	—	5 072	19 019	24 091	110 950	12 666	18 353	5 738	24	69
2	5 609	20	5 629	19 338	24 967	116 135	13 257	18 937	6 030	24	70
3	6 180	20	6 200	20 101	26 301	121 510	13 871	20 783	5 518	21	67
4	6 694	20	6 714	20 313	27 027	133 949	15 291	22 516	4 511	17	68
5	7 557	20	7 577	21 771	29 348	144 165	16 457	24 167	5 181	18	68
6	8 307	20	8 327	22 438	30 765	156 956	17 917	25 921	4 844	16	69
7	9 373	240	9 613	23 353	32 966	165 812	18 928	27 812	5 154	16	68
8	10 711	240	10 951	24 957	35 908	176 841	20 187	30 300	5 608	16	67
9	12 321	240	12 561	27 031	39 592	189 522	21 635	32 092	7 500	19	67
0	14 287	240	14 527	28 298	42 826	202 337	23 098	34 592	8 234	19	67
	14 504	1 570	16 075	30 601	46 676	212 882	24 302	35 720	10 956	23	68
2	15 318	2 126	17 444	32 500	49 944	231 557	26 433	38 921	11 023	22	68
3	17 711	2 400	20 111	34 266	54 376	249 298	28 459	42 699	11 677	21	67
4	18 085	2 666	20 751	36 779	57 530	266 956	30 747	42 528	15 002	26	72
5	21 404	2 666	24 070	37 282	61 352	265 955	30 360	46 187	15 165	25	66
6	23 039	3 466	26 505	39 488	65 993	284 829	32 515	49 537	16 456	25	66
	24 699	5 066	29 765	40 810	70 575	299 673	34 209	52 001	18 574	26	66
	26 154	5 866	32 020	41 898	73 918	316 435	36 123	54 106	19 812	27	67
	27 353	5 866	33 219	44 009	77 228	323 465	36 925	55 699	21 529	28	66
	27 853	5 866	33 719	47 919	81 634	340 069	38 821	59 170	22 464	28	66
	28 493	5 600	34 093	49 216	83 308	346 333 ^f	39 536 ^f	59 237 ^f	24 071 ^f	29 ^f	67
*	28 522	6 280	34 802	49 975	84 777	344 083	39 279	65 415	19 362	23	60

1920-55: figures are approximate, computed using actual Statistics Canada data for stations generating energy for sale to which have been added estimates for stations generating entirely for own use. 1920-55 Canadian Energy Prospects (Royal Commission on Canada's Economic Prospects) John Davis, 1957. 1956-82, Statistics Canada Publication 57-202.

Average Demand = Energy Consumption ÷ 8 760 (hrs/yr).

Statistics Canada Publications 57-204.

Generation Reserve Data is based on capacity. These figures differ from those presented by Statistics Canada

Publication 57-204 as latter are based on capability.

Load Factor = Average Demand ÷ Peak Demand.

Interim Data.

Estimated Figures.

Table A2 Installed and Proposed Generating Capacity, 1982 (MW)

Province	Hydro	Nuclear	Conventional Thermal*	Total	% of Canadian Total
Newfoundland	6 210	—	748	6 958	8.2
Prince Edward Island	—	—	118	118	**
Nova Scotia	363	—	1 669	2 032	2.4
New Brunswick	901	680	1 891	3 472	4.1
Quebec	21 354	—	1 160	22 514	26.6
Ontario	7 090	5 600	13 257	25 947	30.6
Manitoba	3 641	—	501	4 142	4.9
Saskatchewan	576	—	1 781	2 356	2.8
Alberta	734	—	5 467	6 201	7.3
British Columbia	9 000	—	1 763	10 762	12.7
Yukon	58	—	37	95	**
Northwest Territories	47	—	131	178	**
Canada Total at Dec. 31, 1982***	49 975	6 280	28 522	84 777	—
Percent of Total Capacity, End 1982	59	7	34	100	—
Net additions During 1982***	608	680	181	1 469	—
Planned additions During 1983	1 685	1 201	732	3 618	—

* Details provided in Table A3. Conventional thermal includes steam, gas turbine, internal combustion.

** Less than 0.5%.

*** Preliminary Data.

Table A3 Conventional Thermal Capacity by Principal Fuel Type. Preliminary Figures as of December 31, 1982

Province	Steam					Gas Turbine			Internal Combustion			All Conventional Thermal				
	Coal	Oil	Gas	Other*	Total	Oil	Gas	Total	Oil	Gas	Total	Coal	Oil	Gas	Other*	Total
	(MW)															
Newfoundland	—	503	—	—	503	170	—	170	75	—	75	—	748	—	—	748
Prince Edward Island	—	70	—	—	70	41	—	41	7	—	7	—	118	—	—	118
Nova Scotia	637	826	—	—	1 463	205	—	205	1	—	1	637	1 032	—	—	1 669
New Brunswick	285	1 555	—	23	1 863	23	—	23	5	—	5	285	1 583	—	23	1 891
Quebec	—	636	—	13	649	363	—	363	148	—	148	—	1 147	—	13	1 160
Ontario	9 149	2 330	1 318	84	12 881	366	—	366	4	6	10	9 149	2 700	1 324	84	13 257
Manitoba	419	—	4	24	447	24	—	24	31	—	31	419	55	4	24	501
Saskatchewan	1 475	—	163	21	1 659	—	104	104	18	—	18	1 475	18	267	21	1 781
Alberta	3 673	66	1 284	75	5 098	—	327	327	12	30	42	3 673	78	1 641	75	5 467
British Columbia	—	40	969	274	1 283	188	151	339	123	18	141	—	351	1 138	274	1 763
Yukon	—	—	—	—	—	—	—	—	37	—	37	—	37	—	—	37
N.T.	—	1	—	—	1	—	—	—	130	—	130	—	131	—	—	131
CANADA	15 638	6 027	3 738	514	25 916	1 308	582	1 962	591	54	644	15 638	7 998	4 374	514	28 522

* Includes wood wastes and black liquor.

Table A4 Electrical Energy Production by Principal Fuel Type, Preliminary Figures 1982

Province	Conventional Thermal				Nuclear (GWh)	Hydro	Total	Percentage of Total Generation	Percentage Generated By	
	Coal*	Oil*	Gas*	Total					Utilities	Industrial Establishments
Newfoundland	—	1 155	—	1 155	—	43 109	44 264	11.8	98.9	1.1
Prince Edward Island	—	35	—	35	—	—	35	.01	100.0	.0
Nova Scotia	2 790	2 747	—	5 537	—	1 044	6 581	1.8	95.7	4.3
New Brunswick	1 275	4 251	—	5 526	254	2 614	8 394	2.2	92.7	7.3
Quebec	—	252	—	252	—	99 768	100 019	26.6	82.7	17.3
Ontario	34 542	396	2 084	37 022	36 161	37 480	110 663	29.5	96.4	3.6
Manitoba	209	59	15	283	—	20 495	20 779	5.5	99.7	0.3
Saskatchewan	6 640	112	731	7 483	—	2 360	9 843	2.6	96.0	4.0
Alberta	19 397	245	4 911	24 553	—	1 590	26 143	7.0	94.3	5.7
British Columbia	—	930	858	1 788	—	46 131	47 919	12.8	76.5	23.5
Yukon	—	77	—	77	—	269	346	0.1	100.0	.0
Northwest Territories	—	188	—	188	—	275	463	0.1	94.5	5.5
CANADA	64 853	10 447	8 599	83 898	36 415	255 136	375 449	100.0	90.4	9.6

* Estimated values.

SOURCE: Statistics Canada.

Table A5 Provincial Electricity Imports and Exports

Province	Year	Interprovincial Trade			International Trade			Total Net Exp
		Exports	Imports	Net Exports	Exports	Imports	Net Exports	
		(GWh)						
Newfoundland	1982	35 777	—	35 777	—	—	—	35 777
	1981	35 941	—	35 941	—	—	—	35 941
	1980	37 829	—	37 829	—	—	—	37 829
Prince Edward Island	1982	—	476	-476	—	—	—	-476
	1981	—	480	-480	—	—	—	-480
	1980	—	388	-388	—	—	—	-388
Nova Scotia	1982	123	216	-83	—	—	—	-83
	1981	111	303	-192	—	—	—	-192
	1980	227	173	-54	—	—	—	-54
New Brunswick	1982	692	3 746	-3 054	3 029	71	2 958	-2 958
	1981	784	3 829	-3 045	3 246	54	3 193	-3 193
	1980	561	3 902	-3 341	3 871	54	3 816	-3 816
Quebec	1982	9 386	35 833	-26 447	8 530	7	8 523	-17 913
	1981	10 211	35 999	-25 788	8 314	7	8 307	-17 474
	1980	9 429	37 874	-28 445	8 107	6	8 101	-20 338
Ontario	1982	60	6 845	-6 785	11 168	403	10 765	3 383
	1981	58	7 658	-7 600	11 310	342	10 968	3 710
	1980	45	7 302	-7 257	11 314	249	11 066	3 809
Manitoba	1982	2 460	1 088	1 372	5 255	214	5 041	6 413
	1981	2 469	1 054	1 415	3 681	194	3 487	4 902
	1980	3 127	950	2 117	3 529	192	3 337	5 454
Saskatchewan	1982	1 087	1 388	-301	60	31	29	-272
	1981	1 057	1 305	-248	—	—	—	-248
	1980	955	1 579	-624	—	—	—	-624
Alberta	1982	189	447	-258	—	2	-2	-258
	1981	261	168	92	—	2	-2	92
	1980	385	105	280	—	2	-2	280
British Columbia	1982	444	189	255	6 171	2 119	4 052	4 307
	1981	165	261	-96	8 821	897	7 924	7 828
	1980	100	385	-285	3 354	2 437	917	632
Yukon	1982	—	—	—	—	—	—	—
	1981	—	—	—	—	—	—	—
	1980	—	—	—	—	—	—	—
N.W.T.	1982	—	—	—	—	—	—	—
	1981	—	—	—	—	—	—	—
	1980	—	—	—	—	—	—	—
CANADA	1982	—	—	—	34 214	2 848	31 366	31 366
	1981	—	—	—	35 372	1 496	33 876	33 876
	1980	—	—	—	30 174	2 940	27 234	27 234

Table A6 Generation Capacity by Type

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
	(MW)						
NEWFOUNDLAND							
at End 1981	502.60	170.39	75.25	—	748.24	6 210.26	6 958.50
ditions 1982	—	—	—	—	—	—	—
at End 1982	502.60	170.39	75.25	—	748.24	6 210.26	6 958.50
ditions Proposed							
983	—	—	—	—	—	90.62	90.62
984	—	—	—	—	—	—	—
985	—	—	—	—	—	127.00	127.00
986	—	25.00	—	—	25.00	—	25.00
at End 1986	502.60	195.39	75.25	—	773.24	6 427.88	7 201.12
PRINCE EDWARD ISLAND							
at End 1981	70.50	40.85	6.89	—	118.24	—	118.24
ditions 1982	—	—	—	—	—	—	—
at End 1982	70.50	40.85	6.89	—	118.24	—	118.24
ditions Proposed							
983	—	—	—	—	—	—	—
at End 1983	70.50	40.85	6.89	—	118.24	—	118.24
NOVA SCOTIA							
at End 1981	1 463.28	205.00	0.60	—	1 668.88	359.90	2 028.78
ditions 1982	—	—	—	—	—	3.50	3.50
at End 1982	1 463.28	205.00	0.60	—	1 668.88	363.40	2 032.28
ditions Proposed							
983	—	—	—	—	—	22.50	22.50
984	150.00	—	—	—	150.00	—	150.00
985	150.00	—	—	—	150.00	—	150.00
at End 1985	1 763.28	205.00	0.60	—	1 968.88	385.90	2 354.78
NEW BRUNSWICK							
at End 1981	1 862.63	23.38	4.84	—	1 890.85	900.93	2 791.78
ditions 1982	—	—	—	680.00	680.00	—	680.00
at End 1982	1 862.63	23.38	4.84	680.00	2 570.85	900.93	3 471.78
ditions Proposed							
983	—	—	—	—	—	—	—
at End 1983	1 862.63	23.38	4.84	680.00	2 570.85	900.93	3 471.78
SASKEWAN RIVER							
at End 1981	648.75	362.88	144.59	—	1 156.22	20 767.86	21 924.08
ditions 1982	—	—	3.36	—	3.36	586.57	589.93
at End 1982	648.75	362.88	147.95	—	1 159.58	21 354.43	22 514.01
ditions Proposed							
983	—	—	—	685.00	685.00	1 536.00	2 221.00
984	—	—	—	—	—	2 243.00	2 243.00
985	—	—	—	—	—	586.00	586.00
986	—	—	—	—	—	—	—
987	—	—	—	—	—	—	—
988	—	—	—	—	—	—	—
989	—	—	—	—	—	988.00	988.00
990	—	—	—	—	—	510.00	510.00
991	—	—	—	—	—	1 275.00	1 275.00
992	—	—	—	—	—	765.00	765.00
at End 1992	648.75	362.88	147.95	685.00	1 844.58	29 257.43	31 102.01

Table A6 (Continued)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	T
	(MW)						
ONTARIO							
Total End 1981	12 732.38	337.72	10.02	5 600.00	18 680.12	7 072.28	25 752.40
Additions 1982	149.00	28.00	—	—	177.00	18.00	195.00
Total End 1982	12 881.38	365.72	10.02	5 600.00	18 857.12	7 090.28	25 947.40
Additions Proposed							
1983	—	28.00	—	516.00	544.00	36.00	580.00
1984	206.00	—	—	1 788.00	1 994.00	—	1 994.00
1985	—	42.00	—	1 272.00	1 314.00	—	1 314.00
1986	—	—	—	756.00	756.00	—	756.00
1987	—	—	—	756.00	756.00	—	756.00
1988	—	14.00	—	881.00	895.00	—	895.00
1989	—	—	—	881.00	881.00	—	881.00
1990	—	—	—	—	—	—	—
1991	—	—	—	881.00	881.00	—	881.00
1992	—	—	—	881.00	881.00	—	881.00
Total End 1992	13 087.38	449.72	10.02	14 212.00	27 759.12	7 126.28	34 885.40
MANITOBA							
Total End 1981	447.00	23.80	30.60	—	501.40	3 641.10	4 142.10
Additions 1982	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1982	447.00	23.80	30.60	—	501.40	3 641.10	4 142.10
Additions Proposed							
1992	—	—	—	—	—	255.00	255.00
1993	—	—	—	—	—	637.50	637.50
1994	—	—	—	—	—	382.50	382.50
1996	—	—	—	—	—	96.00	96.00
1997	—	—	—	—	—	288.00	288.00
Total End 1997	447.00	23.80	30.60	—	501.40	5 300.10	5 801.10
SASKATCHEWAN							
Total End 1981	1 658.96	103.92	18.10	—	1 780.98	575.50	2 356.48
Additions 1982	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1982	1 658.96	103.92	18.10	—	1 780.98	575.50	2 356.48
Additions Proposed							
1983	300.00	—	—	—	300.00	—	300.00
1984	—	—	—	—	—	—	—
1985	—	—	—	—	—	84.00	84.00
1986	—	—	—	—	—	168.00	168.00
Total End 1986	1 958.96	103.92	18.10	—	2 080.98	827.50	2 908.48
ALBERTA							
Total End 1981	5 098.01	327.30	41.53	—	5 466.84	733.70	6 200.54
Additions 1982	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1982	5 098.01	327.30	41.53	—	5 466.84	733.70	6 200.54
Additions Proposed							
1983	400.00	—	—	—	400.00	—	400.00
1984	400.00	—	—	—	400.00	—	400.00
1985	380.00	—	—	—	380.00	—	380.00
1986	780.00	—	—	—	780.00	—	780.00
1987	400.00	—	—	—	400.00	—	400.00
1988	400.00	—	—	—	400.00	—	400.00
1989	400.00	—	—	—	400.00	—	400.00
Total End 1989	8 258.01	327.30	41.53	—	8 626.84	733.70	9 360.54

Table A6 (Continued)

	Steam	Gas Turbine	Internal Combustion	Nuclear	Total Thermal	Hydro	Total
	(MW)						
BRITISH COLUMBIA							
Total End 1981	1 282.79	339.20	140.61	—	1 762.60	8 999.62	10 762.22
Additions 1982	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1982	1 282.79	339.20	140.61	—	1 762.60	8 999.62	10 762.22
Additions Proposed							
1983	—	—	—	—	—	—	—
1984	—	—	—	—	—	1 843.00	1 843.00
1985	—	—	—	—	—	—	—
1986	—	—	—	—	—	—	—
1987	—	—	—	—	—	—	—
1988	—	—	—	—	—	—	—
1989	—	—	—	—	—	—	—
1990	—	—	—	—	—	—	—
1991	—	—	—	—	—	750.00	750.00
1992	—	—	—	—	—	290.00	290.00
1993	—	—	—	—	—	70.00	70.00
Total End 1993	1 282.79	339.20	140.61	—	1 762.60	11 952.62	13 715.22
YUKON							
Total End 1981	—	—	37.17	—	37.17	58.14	95.31
Additions 1982	—	—	—	—	—	—	—
Total End 1982	—	—	37.17	—	37.17	58.14	95.31
Additions Proposed							
1983	—	—	—	—	—	—	—
1984	—	—	—	—	—	20.00	20.00
Total End 1984	—	—	37.17	—	37.17	78.14	115.31
NORTHWEST TERRITORIES							
Total End 1981	0.60	—	129.62	—	130.22	47.36	177.58
Additions 1982	—	—	0.60	—	0.60	—	0.60
Total End 1982	0.60	—	130.22	—	130.82	47.36	178.18
Additions Proposed							
1983	—	—	3.89	—	3.89	—	3.89
1984	—	—	0.04	—	0.04	—	0.04
Total End 1984	0.60	—	134.15	—	134.75	47.36	182.11
CANADA							
Total End 1981	25 767.49	1 934.44	639.83	5 600.00	33 941.76	49 366.65	83 308.41
Additions 1982	149.00	28.00	3.96	680.00	680.96	608.07	1 469.03
Total End 1982	25 916.49	1 962.44	643.79	6 280.00	34 802.72	49 974.72	84 777.44
Additions Proposed							
1983	700.00	28.00	3.89	1 201.00	1 932.89	1 685.12	3 618.01
1984	756.00	—	0.04	1 788.00	2 544.04	4 106.00	6 650.04
1985	530.00	42.00	—	1 272.00	1 844.00	797.00	2 641.00
1986	780.00	25.00	—	756.00	1 561.00	168.00	1 729.00
1987	400.00	—	—	756.00	1 156.00	—	1 156.00
1988	400.00	14.00	—	881.00	1 295.00	—	1 295.00
1989	400.00	—	—	881.00	1 281.00	988.00	2 269.00
1990	—	—	—	—	—	510.00	510.00
1991	—	—	—	881.00	881.00	2 025.00	2 906.00
1992	—	—	—	881.00	881.00	1 310.00	2 191.00
1993	—	—	—	—	—	707.50	707.50
1994	—	—	—	—	—	382.50	382.50
1995	—	—	—	—	—	—	—
1996	—	—	—	—	—	96.00	96.00
1997	—	—	—	—	—	288.00	288.00
Total End 1997	29 882.49	2 071.44	647.72	15 577.00	48 178.65	63 037.84	111 216.49

Table A7 Installed Generating Capacity Expansion in Canada by Station. Major 1982 Additions and Projected 1983-19

Province	Station	Type*	Additions in 1982 (MW)	Year	Additions Proposed (MW)	Status	Proposed p capa (M
Newfoundland	Upper Salmon	H		1983	84.00	I	84
	Topsail	H		1983	2.25	C	2
	Lawn	H		1983	0.65	C	0
	Morris	H		1983	1.07	C	1
	Lookout Brook	H		1983	2.65	C	2
	Cat Arm	H		1985	2 x 63.50	C	127
	Port aux Basques	GT		1986	25.00	P	25
Nova Scotia	Fourth Lake	H		1983	2.5	C	2
	Gisborne Canal	H	3.5			I	3
	Annapolis Royal	H		1983	20.0	C	20
	Lingan	S(C)		1984	150.0	C	150
				1985	150.0	P	600
New Brunswick	Point Lepreau	N	680			I	680
Quebec	Beauharnois (net)	H	9.45			I	1593
	Delaney	H		1990	2 x 255	P	
				1991	5 x 255	P	
				1992	3 x 255	P	2550
	Gentilly 2	N		1983	685.	C	685
	La Grande -						
	LG-3	H	3 x 192			I	
				1983	8 x 192	C	
				1984	192	C	2304
	LG-4	H		1984	7 x 293	C	
				1985	2 x 293	C	2637
	Manic 5	H		1989	4 x 247	C	2280
	Various Locations	H	1.12			I	
	Various Locations	IC	3.36			I	
Ontario	Atikokan	S(C)		1984	206	C	206
	Bruce B	N		1984	756	C	
				1985	756	C	
				1986	756	C	
				1987	756	C	
		GT	2 x 14	1983	2 x 14	I	3080
	Darlington	N		1988	881	C	
				1989	881	C	
				1991	881	C	
				1992	881	C	
		GT		1985	3 x 14	P	
				1988	14	P	3580
	Pickering B	N		1983	516	C	
				1984	2 x 516	C	
				1985	516	C	2106
	St. Mary's	H	18	1983	2 x 18	I	54
	Thunder Bay	S(C)	149			I	447

le A7 (Continued)

nce	Station	Type*	Additions in 1982 (MW)	Year	Additions Proposed (MW)	Status	Proposed plant capacity (MW)
toba	Limestone	H		1992	2 x 127.5	P	
				1993	5 x 127.5	P	
				1994	3 x 127.5	P	1 275.00
	Wuskwatim	H		1996	96	P	
				1997	3 x 96	P	384.00
atchewan	Nipawin	H		1985	84	C	
				1986	2 x 84	C	252.00
	Poplar River	S(C)		1983	300	C	600.00
ta	Genesee	S(C)		1986	400	C	
				1987	400	C	800.00
	Keephills	S(C)		1983	400	C	
				1984	400	C	
				1988	400	P	
				1989	400	P	1 600.00
	Sheerness	S(C)		1985	380	C	
				1986	380	C	760.00
n Columbia	Keenleyside	H		1992	2 x 70	P	
				1993	1 x 70	P	210.00
	Peace Site C	H		1991	5 x 150	P	
				1992	1 x 150	P	900.00
	Revelstoke	H		1984	4 x 460.75	C	1 843.00
n	Whitehorse	H		1984	20	C	
nd							
ro	H						
am (Coal)	S(C)						
am (Gas)	S(G)						
lear	N						
rnal Combustion	IC						
Turbine	GT						
d	W						
alled	I						
er construction	C						
ned	P						



Energy, Mines and
Resources Canada

Énergie, Mines et
Ressources Canada

AUG 13 1986

